



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería
Carrera de Ingeniería Eléctrica

**Estudio de pre factibilidad para proyecto de turbinas sumergibles de generación
distribuida en canales de conducción de agua del CHM**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico**

Autor: Juan Sebastián Muñoz Andrade

C.I. 010575000-4

Director: Ing. Juan Leonardo Espinoza Abad PhD

C.I. 010255932-5

Codirector: Ing. Juan Carlos Sarmiento Vintimilla

C. I. 010425519-5

CUENCA - ECUADOR

22-octubre-2019



Resumen:

La planificación de proyectos dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) consiste en recabar información, estudiar, pronosticar escenarios, determinar y anticipar los requerimientos de obras y equipos para un óptimo funcionamiento de dicho sistema, con el fin de satisfacer la demanda eléctrica proyectada en un determinado horizonte de tiempo. Por ello una correcta planificación en la generación eléctrica es necesaria para optimizar recursos, disminuir pérdidas de energía y lograr un grado de independencia energética para el usuario final como para el SEP.

Debido a los notables costos en la implementación de proyectos de generación, impactos ambientales acumulativos y problemas de ingeniería cada vez de mayor escala, la Generación Distribuida (GD) promete ser una solución ideal para deficiencias del sector eléctrico tanto en cobertura de demanda como en robustez de redes.

Respondiendo a estas necesidades, este trabajo estudia la de inserción de turbinas sumergibles para GD en canales de conducción de agua en el Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) analizado desde un alcance de pre factibilidad buscando con él identificar si los medios y recursos disponibles en el CHM son adecuados y suficientes para llevar a cabo este proyecto a futuro. Se estudia con este fin; el caudal en los canales del CHM, la infraestructura existente, las redes eléctricas cercanas y la posibilidad de continuar con este proyecto que es de interés para ELECAUSTRO.

Palabras clave: Planificación. Generación distribuida. Robustez de redes. Sistema eléctrico de potencia.



Abstract:

The project planning on a power system consist on gather information, study and forecast scenarios, define and anticipate the work requirements and equipment for an optimal performance of said system in order to satisfy the projected electrical energy demand in a certain time horizon. That is why a proper planning on electric generation is needed to optimize resources, lower energy losses and achieve an energy independence stage to the final user as for the Power System.

Due to the remarkable costs on the implementation of electric generation, the cumulative environmental impacts and increasingly large engineering problems; the Distributed Generation (DG) promises to be an ideal solution to the electricity sector deficiencies both in coverage and in robustness of networks.

In response to these necessities this work studies the insertion of submersible turbines for DG in water conduction canals at the Machángara Hydroelectric Complex (MHC) analyzed from a pre-feasibility scope looking to identify if the means and resources available at the MHC are adequate and sufficient to carry out this project in the future. It's studied with this goal: the flow in the canals, the existing infrastructure, the near electric networks and the possibility of continuing with this project that is of interest to ELECAUSTRO.

Key words: Planning. Distributed generation. Robustness of electrical networks. Power system.



Índice del Trabajo de Titulación

Justificación	13
Alcance	14
Objetivo General	14
Objetivos Específicos.....	15
Contenido	15
CAPÍTULO 1	16
INTRODUCCIÓN	16
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	17
1.2.1 Complejo hidroeléctrico Machángara	18
1.3 GENERACIÓN DISTRIBUÍDA (GD)	20
1.3.1 Concepto de la generación distribuida.....	21
1.3.2 Impacto de las tecnologías de micro hidroeléctrica en la GD	23
1.4 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	23
1.4.1 Tecnologías de micro turbinas hidroeléctricas propuestas para estudio 26	
CAPÍTULO 2	29
ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA PROYECTO DE MICRO TURBINAS EN CANALES DE AGUA DEL CHM.....	29
2.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO Y ESCENARIOS POSIBLES.....	29
2.1.1 Estudio estadístico anual de caudales de despacho y proyección 2019 34	
2.1.2 Delimitación de sitios y escenarios para estudio	47
2.1.3 Metodología de valoración y ponderación de parámetros para delimitación de sitios.....	52
2.1.4 Calificación y determinación de sitios	60
2.2 ANÁLISIS DEL POTENCIAL ENERGÉTICO	64
2.2.1 Formulación matemática de turbina hidrocínética para canal de eje horizontal	65



2.2.2	Formulación matemática de turbina de derivación de canal con eje vertical	69
2.2.3	Producción energética con turbina hidrocínética de canal con eje horizontal	73
2.2.4	Estimación energética con turbina de derivación de canal de eje vertical	79
2.3	DISEÑO TÉCNICO A NIVEL DE PRE FACTIBILIDAD Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS Y MATERIALES	88
2.3.1	Obras civiles y equipamiento electro-mecánico	88
2.3.2	Conexión e impacto en la red de distribución MT / BT	92
2.3.3	Enlace a la red y puesta en marcha de equipos turbina – rectificador – inversor	94
2.3.4	Procedimiento de enlace a la red de distribución	95
2.4	SEGUIMIENTO DE TURBINA HIDROCINÉTICA EN CANAL DE TUÑI DE ENERO - FEBRERO 2019	96
2.4.1	Esquema y elementos de instalación de turbina Hidrocínética	96
2.4.2	Instalación de turbina Hidrocínética	97
2.4.3	Conexión a la red de turbina Hidrocínética	102
2.4.4	Obtención de datos por medio de software	104
2.4.5	Resultados obtenidos de la inyección a la red con generación distribuida	105
2.4.6	Comparativa teórico – práctica para el funcionamiento de la turbina hidrocínética de canal en el complejo hidroeléctrico Machángara	107
CAPÍTULO 3		108
ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE PRE FACTIBILIDAD		108
3.1	Introducción	108
3.2	Determinación del costo de inversión y gastos fijos	108
3.2.1	Determinación de costo de inversión	108
3.2.2	Determinación de costo de gastos fijos (operación y mantenimiento)	116
3.2.3	Costo global estimado para inversión para turbina hidrocínética de canal	117



3.2.4	Costo global estimado para inversión para turbina de derivación de canal con eje vertical	117
3.3	Análisis Económico	119
3.3.1	Metodología del análisis Económico.....	120
3.3.2	Cálculo de la tasa de descuento.....	120
3.3.3	Cálculo del costo nivelado de energía	122
3.3.4	Cálculo de Valor actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) 123	
3.3.5	Análisis económico – Tecnología de turbina hidrocínética de canal	125
3.3.6	Análisis económico – Tecnología de turbina de derivación de canal con eje vertical.....	127
3.4	Análisis de sensibilidad.....	128
3.5	Análisis Ambiental	129
3.6	Propuesta en el marco legal.....	131
CAPÍTULO 4	132
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	132
4.1	Conclusiones.....	132
4.1.1	Conclusión General	132
4.1.2	Conclusiones Específicas.....	132
4.2	Recomendaciones.....	134
4.3	Trabajos futuros	134
Referencias Bibliográficas	136
ANEXOS	139
Anexo I	139
Anexo IV	155



Lista de figuras

Figura N° 1.1 Ubicación geográfica del complejo hidroeléctrico Machángara.....	18
Figura N° 1.2 Complejo hidroeléctrico Machángara.	19
Figura N° 1.3 Esquema gráfico de Generación Distribuida. Fuente: [5]	22
Figura N° 1.4 Turbina hidrocínética empleada en el estudio [17]	27
Figura N° 1.5 Turbina de derivación empleada en el estudio [18]	28
Figura N° 2.1 Canales de conducción de agua en el CHM	29
Figura N° 2.2 Inicio Canal Labrado / Tuñi.....	30
Figura N° 2.3 Inicio del canal Chanlud – Tuñi	31
Figura N° 2.4 Inicio del canal Bocacaz – Dutasay	31
Figura N° 2.5 Partida del alimentador 0427 en el CHM / Sector reservorio Dutasay	32
Figura N° 2.6 Red del alimentador 0427 desde Dutasay a Tuñi.....	33
Figura N° 2.7 Red del alimentador 0427 desde Tuñi hasta Chanlud y Labrado	34
Figura N° 2.8 Gráfica de caudal en canal Chanlud – Tuñi del año 2008. Fuente: Elaboración propia	37
Figura N° 2.9 Gráfica de caudal en canal Labrado - Tuñi del año 2008. Fuente: Elaboración propia	38
Figura N° 2.10 Gráfica de caudal en canal Chanlud del año 2012. Fuente: Elaboración propia	39
Figura N° 2.11 Gráfica de caudal en canal Labrado – Tuñi del año 2012. Fuente: Elaboración propia	40
Figura N° 2.12 Gráfica de caudal en canal Chanlud – Tuñi del año 2016. Fuente: Elaboración propia	41
Figura N° 2.13 Gráfica de caudal en canal Chanlud - Tuñi del año 2016. Fuente: Elaboración propia	42
Figura N° 2.14 Gráfica de caudal en canal Chanlud – Tuñi del año 2018. Fuente: Elaboración propia	43
Figura N° 2.15 Gráfica de caudal en canal Labrado – Tuñi del año 2018. Fuente: Elaboración propia	44
Figura N° 2.16 Gráfica de caudal en canal Bocacaz - Dutasay del año 2018. Fuente: Elaboración propia	45
Figura N° 2.17 Proyección de caudales para canal Chanlud – Tuñi 2019	46
Figura N° 2.18 Proyección de caudales para canal Labrado – Tuñi 2019.....	47
Figura N° 2.19 Proyección de caudales para canal Bocacaz - Dutasay 2019.....	47
Figura N° 2.20 Ubicación de sitios escogidos dentro del complejo hidroeléctrico Machángara	49



Figura N° 2.21 Sitios seleccionados en el canal de Labrado – Tuñi.....	50
Figura N° 2.22 Sitios seleccionados en el canal Chanlud – Tuñi	51
Figura N° 2.23 Sitios seleccionados en el canal Bocacaz – Dutasay.....	52
Figura N° 2.24 Cuadro de calificación de sitios para turbina hidrocinética de canal	61
Figura N° 2.25 Cuadro de calificación de sitios para turbina de derivación de canal con eje vertical	62
Figura N° 2.26 Sitios considerados para estudio de pre factibilidad.....	63
Figura N° 2.27 Curva de potencia entregada por el fabricante. Fuente: Instituto SVA Potsdam	65
Figura N° 2.28 Curva de potencia del modelo matemático realizado comparada con el modelamiento polinómico de cuarto grado	68
Figura N° 2.29 Curva de potencia y modelos de regresión lineal y media móvil de periodo 2.	69
Figura N° 2.30 Curva de potencia entregada por el fabricante para altura de 2m. Fuente: Fabricante de turbina tipo de eje vertical.....	70
Figura N° 2.31 Energía aprovechable en el canal de agua	71
Figura N° 2.32 Curva de potencia del modelo matemático realizado comparado con la curva brindada por el fabricante.....	73
Figura N° 2.33 Gráfico de relación entre caudal y altura en canal para determinar velocidad en canal.....	74
Figura N° 2.34 Gráfico de relación entre caudal y altura en canal para determinar velocidad en canal.....	75
Figura N° 2.35 Gráfica de generación para año 2018 en sitio 1	76
Figura N° 2.36 Gráfica de generación para año 2019 en sitio 1	76
Figura N° 2.37 Gráfica de generación para año 2016 en sitio 2.....	77
Figura N° 2.38 Gráfica de generación para año 2017 en sitio 2.....	77
Figura N° 2.39 Gráfica de generación para año 2018 en sitio 2.....	78
Figura N° 2.40 Gráfica de generación para año 2019 en sitio 2.....	78
Figura N° 2.41 Gráfica de generación para año 2018 en sitios 4 y 5 (50 kW)	80
Figura N° 2.42 Gráfica de generación para año 2019 en Sitios 4 y 5 (50 kW)	80
Figura N° 2.43 Gráfica de generación para año 2016 en sitio 6 (50 kW)	81
Figura N° 2.44 Gráfica de generación para año 2017 en sitio 6 (50 kW)	81
Figura N° 2.45 Gráfica de generación para año 2018 en sitio 6 (50 kW)	82
Figura N° 2.46 Gráfica de generación para año 2019 en sitio 6 (50 kW)	82
Figura N° 2.47 Gráfica de generación para año 2018 en sitios 4 y 5 (15 kW)	83
Figura N° 2.48 Gráfica de generación para año 2019 en sitios 4 y 5 (15 kW)	84
Figura N° 2.49 Gráfica de generación para año 2016 en sitio 6 (15 kW)	84



Figura N° 2.50 Gráfica de generación para año 2017 en sitio 6 (15 kW)	85
Figura N° 2.51 Gráfica de generación para año 2018 en sitio 6 (15 kW)	85
Figura N° 2.52 Gráfica de generación para año 2019 en sitio 6 (15 kW)	86
Figura N° 2.53 Obra civil para canales de conducción de agua en el CHM en turbina hidrocínética de canal. Fuente: Elaboración propia	89
Figura N° 2.54 Anclajes exteriores al canal para sujeción de la turbina	89
Figura N° 2.55 Ilustración de diques de hormigón o deflectores metálicos para reducir área efectiva canal. Fuente: Elaboración propia.....	90
Figura N° 2.56 Obra civil para canales de conducción de agua en el CHM en turbina de derivación de canal. Fuente: Fabricante.....	91
Figura N° 2.57 Ilustración de replanteo y losa en el sitio para turbina de derivación de canal. Fuente: Elaboración propia	91
Figura N° 2.58 Esquema de conexión a la red de distribución de la turbina hidrocínética de canal. Fuente: Elaboración propia / ETAP.....	93
Figura N° 2.59 Esquema de equipos o módulos requeridos para inyección a la red. Fuente: Elaboración propia / SmartDraw.....	94
Figura N° 2.60 Esquema de conexión de turbina hidrocínética en Tuñi – CHM. Fuente: Elaboración propia	97
Figura N° 2.61 Sitio de instalación de turbina hidrocínética.	98
Figura N° 2.62 Tendido de red de BT en postes de madera	99
Figura N° 2.63 Colocación de anclajes laterales y ajuste de ganchos	100
Figura N° 2.64 Colocación de armario y conexión de equipos	100
Figura N° 2.65 Colocación de panel solar fotovoltaico y conexión a la red	101
Figura N° 2.66 Colocación de turbina en canal de conducción	101
Figura N° 2.67 Instalación de inversor y centro de carga en Tuñi	102
Figura N° 2.68 Obtención de datos por medio de conector y software	105
Figura N° 2.69 Potencia y energía generada según modelo matemático.	107
Figura N° 3.1 Distribución de los principales costos de inversión para micro hidroeléctrica. [34]	109
Figura N° 3.2 Costos de producción de energía micro hidroeléctrica frente a otras tecnologías [34].....	110
Figura N° 3.3 Estructura de la turbina entregada por el fabricante. Fuente: Fabricante de turbinas tipo	112
Figura N° 3.4 Análisis de sensibilidad para turbina hidrocínética de canal.....	128
Figura N° 3.5 Análisis de sensibilidad para turbina de derivación de canal con eje vertical.....	129



Lista de tablas

Tabla 1 Clasificación de las micro centrales hidroeléctricas de acuerdo a la capacidad instalada [16].....	24
Tabla 2 Clasificación de micro centrales hidroeléctricas de acuerdo a su configuración [16].....	24
Tabla 3 Valores de caudal mínimo de acuerdo a configuración de canales de Chanlud - Tuñi, Labrado – Tuñi y Bocacaz - Dutasay	36
Tabla 4 Quintiles de caudal anual para 2008 y caudal mínimo	38
Tabla 5 Quintiles de caudal anual para 2012 y caudal mínimo	40
Tabla 6 Quintiles de caudal anual para 2016 y caudal mínimo	42
Tabla 7 Quintiles de caudal anual para 2018 y caudal mínimo	44
Tabla 8 Quintiles de caudal anual para 2018 y caudal mínimo	46
Tabla 9 Criterios de calificación en parámetro: dimensiones de canal.....	54
Tabla 10 Criterios de calificación en parámetro: caudal mínimo para generación	55
Tabla 11 Criterios de calificación en parámetro: altura en sitio	55
Tabla 12 Criterios de calificación en parámetro: obras civiles.....	56
Tabla 13 Criterios de calificación en parámetro: cercanía a red de distribución....	57
Tabla 14 Criterios de calificación en parámetro: cercanía a red de distribución....	57
Tabla 15 Criterios de calificación en parámetro: cercanía a vías	58
Tabla 16 Criterios de calificación en parámetro: existencia de carga cercana	59
Tabla 17 Criterios de calificación en parámetro: Velocidad del flujo de agua.....	59
Tabla 18 Ponderación asignada a los parámetros de calificación.....	60
Tabla 19 Mejores sitios en cada tecnología	63
Tabla 20 Coordenadas y referencia de ubicación de sitios para tecnología de turbina hidrocínética de canal.....	64
Tabla 21 Coordenadas y referencia de ubicación de sitios para tecnología de turbina de derivación con eje vertical	64
Tabla 22 Definición de sitios para potencial energético	64
Tabla 23 Resumen de generación en sitios 1 y 2, turbina hidrocínética.....	79
Tabla 24 Resumen de factor de planta para turbina hidrocínética	79
Tabla 25 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal.....	82
Tabla 26 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal.....	83
Tabla 27 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal (15 kW)	86



Tabla 28 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal (15 kW)	86
Tabla 29 Detalles del sitio de instalación.....	98
Tabla 30 Periodo de funcionamiento de la turbina hidrocínética de canal.....	106
Tabla 31 Costo de obras civiles para turbina hidrocínética de canal.....	111
Tabla 32 Costos de obras civiles en turbina de derivacion de canal	112
Tabla 33 Costo de turbina hidrocínética de canal.....	113
Tabla 34 Costo de turbina de derivación de canal	113
Tabla 35 Costo por tipo de inversor (USD/W AC-DC) [38].....	114
Tabla 36 Costo de inversores seleccionados	114
Tabla 37 Costos por grupo en mini centrales eléctricas (USD/kW) [39].....	115
Tabla 38 Determinación de costos indirectos para tecnologías de turbinas hidrocínéticas	115
Tabla 39 Costos indirectos dentro de los principales rubros de una micro central (USD/kW) [39]	116
Tabla 40 Determinación de gastos fijos para tecnologías de micro turbinas.....	116
Tabla 41 Costo de inversión estimado turbina hidrocínética de canal.....	117
Tabla 42 Costo de inversión estimado turbina de derivación de canal.....	118
Tabla 43 Escenarios con mayor rendimiento en tecnologías de estudio.....	118
Tabla 44 Costos administrativos de los proyectos	119
Tabla 45 Escenario de financiamiento.....	126
Tabla 46 Tabla resumen de análisis económico para Turbina hidrocínética de canal.....	126
Tabla 47 Tabla resumen de análisis económico para Turbina hidrocínética de canal con precio real de venta.....	126
Tabla 48 Tabla resumen de análisis económico para Turbina de derivación de canal con eje vertical.....	127
Tabla 49 Tabla resumen de análisis económico para Turbina de derivación de canal con eje vertical.....	127
Tabla 50 Emisiones y costo de emisiones evitados con generación distribuida por medio de micro hidroeléctricas.....	130



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Juan Sebastián Muñoz Andrade en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “Estudio de pre factibilidad para proyecto de turbinas sumergibles de generación distribuida en canales de conducción de agua del CHM”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 22 de octubre de 2019

Juan Sebastián Muñoz Andrade

C.I: 0105750004



Cláusula de Propiedad Intelectual

Juan Sebastián Muñoz Andrade, autor del trabajo de titulación “Estudio de pre factibilidad para proyecto de turbinas sumergibles de generación distribuida en canales de conducción de agua del CHM”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 22 de octubre de 2019

Juan Sebastián Muñoz Andrade

C.I: 0105750004

GENERALIDADES

Justificación

La generación distribuida es parte de un nuevo paradigma energético que día a día toma más importancia en el sector eléctrico mundial, ya que ofrece herramientas y ventajas sobre las grandes centrales de generación convencionales. La energía difusa, descentralizada y en constante evolución que es producto de la generación distribuida; exige que el estudio de distintas fuentes y tecnologías se intensifique con el fin de brindar soluciones energéticas y mejoras técnicas para el sistema eléctrico del país.

En este proceso de estudio y explotación de recursos es necesaria la intervención de una etapa de planificación previa, durante y posterior a los proyectos para que de ellos se obtengan los más fructíferos resultados. Con una correcta planificación se pueden prever resultados, agendar acciones y organizar la toma de decisiones. La primera etapa para llevar a cabo de manera adecuada los proyectos es el estudio de pre factibilidad; en el cual es analizado el recurso, su disponibilidad, continuidad a lo largo del tiempo, tecnología a usarse, beneficio económico, impacto ambiental, etc.

En las cuencas hidrográficas cercanas a la ciudad de Cuenca se encuentra el Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) donde el recurso hídrico es abundante pero variable a lo largo del año en sus represas, reservorios y canales debido a la importancia que tiene la continuidad del mismo para potabilización de agua, agua para riego, regulación de caudal y generación hidroeléctrica. Por ello el CHM es un escenario adecuado para estudiar, promover y ejecutar proyectos de generación distribuida que involucren el recurso hídrico disponible. Por la importancia de la generación distribuida, la disponibilidad del recurso y el interés en estudiar y evaluar nuevas tecnologías se realiza este trabajo de titulación.

Alcance

Se plantea realizar un estudio de pre factibilidad mediante la investigación teórica y práctica de generación distribuida con dos tecnologías de micro turbinas hidroeléctricas, los recursos y medios disponibles en el Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM).

Dentro de la investigación teórica a realizarse se evaluará el recurso, su continuidad a lo largo de los periodos de estudio, la energía disponible y aprovechable en el sistema de canales, las obras civiles e instalaciones electro-mecánicas necesarias para este proyecto. Por otro lado, se realizará una investigación de campo, en la cual se determinarán los caudales disponibles en canales, lugares idóneos para instalación, mediciones de velocidad e identificación de redes eléctricas cercanas en media tensión y baja tensión.

Se plantea en este trabajo analizar diferentes tecnologías de micro turbinas hidroeléctricas con el fin de encontrar alternativas adecuadas a los recursos disponibles en el CHM.

Como resultado de este trabajo de titulación se busca determinar si existe pre factibilidad técnica y económica para proyectos de turbinas sumergibles en el complejo hidroeléctrico Machángara

Objetivo General

Realizar un estudio de pre factibilidad del proyecto de turbinas sumergibles en canales de conducción de agua en el complejo hidroeléctrico Machángara de ELECAUSTRO S.A. en el cantón Cuenca, por medio de análisis técnico de recursos y energía, análisis económico y análisis ambiental, para diferentes escenarios y condiciones reales del recurso a utilizarse.

Objetivos Específicos

- Analizar el funcionamiento de generación hidroeléctrica a pequeña escala empleando turbinas sumergibles en el Complejo Hidroeléctrico Machángara.
- Analizar y definir posibles escenarios y condiciones para este proyecto a futuro.
- Establecer un presupuesto aproximado para las dos alternativas planteadas y estimar el costo medio de producción de energía.
- Evaluar pre factibilidad técnica para la inserción de generación distribuida en el alimentador S-0427 según los escenarios analizados.

Contenido

El capítulo 1 trata sobre las tecnologías de micro generación hidroeléctrica, se plantea el proyecto y la problemática que se busca resolver, describe la generación distribuida y su inserción e impacto en el alimentador de distribución, finalmente se describe el complejo hidroeléctrico Machángara y los recursos de los que dispone. En el capítulo 2 se realiza el estudio de pre factibilidad técnica para el presente proyecto de micro turbinas hidroeléctricas, evaluación del recurso, se delimitan sitios y escenarios disponibles, un estudio energético y el dimensionamiento de equipos y materiales. Dichos estudios se basan en las dos tecnologías propuestas para el análisis: turbina hidrocínética de canal y turbina de derivación de canal con eje vertical, cada una de ellas con sus consideraciones específicas y diferencias. En el capítulo 3 se realizan los análisis económico, análisis de sensibilidad y análisis ambiental, se plantea una propuesta en el marco legal actual de la generación distribuida con tecnologías para mini, micro y pico hidroeléctricas. Por último, en el capítulo 4 se presentan las conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros.



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

La generación distribuida es un término empleado muy frecuentemente en la actualidad, y es usado para referirse a todos los sistemas de generación eléctrica de mediana o pequeña escala que se incorporan a las redes de distribución de energía, con diversas ventajas sobre los sistemas de generación convencionales. Para que dicha generación distribuida pueda integrarse eficientemente al sistema eléctrico de potencia, se debe inyectar la energía con parámetros aceptables, en el lugar adecuado y además debe conocerse la tecnología, funcionamiento y recurso del cual proviene dicha energía.

En este estudio de pre factibilidad, para la integración de generación distribuida con micro turbinas hidroeléctricas en el alimentador S-0427 perteneciente a la empresa eléctrica CENTROSUR ubicado dentro del complejo hidroeléctrico Machángara, se considera el análisis de dos tecnologías que aprovechan el recurso hídrico llevado por medio de canales de conducción de agua. En el estudio se plantean diversos sitios, ajustándose al recurso y la infraestructura existente con sus respectivos análisis técnico-económicos.

Además en este trabajo de titulación se determinan los equipos, presupuestos, escenarios de financiamiento e impactos que deben ser considerados para el avance en el desarrollo del proyecto de micro turbinas hidroeléctricas y de ser favorable, su futuro emplazamiento dentro del complejo hidroeléctrico Machángara.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a las desventajas de la generación eléctrica a gran escala como impactos ambientales acumulativos y dependencia en un solo recurso, en las últimas décadas se ha incursionado en la búsqueda de soluciones energéticas eficientes que permitan reducir o anular los impactos negativos sobre el medio ambiente. Es aquí donde la generación distribuida, basada en fuentes renovables, toma protagonismo, ya que ofrece beneficios y mejoras para el sistema de potencia así como también reduce los impactos ambientales que hoy nos preocupan. [1]

Incursionar en el uso, implementación y desarrollo de estas tecnologías de generación distribuida es importante debido a la marcada tendencia de convertirse en el principal esquema de generación eléctrica dentro del sistema eléctrico de potencia a largo plazo. Al poseer en el complejo hidroeléctrico Machángara fuentes renovables de ciclos controlados como lo es el agua conducida por medio de canales; se plantea este estudio de pre factibilidad para determinar si las tecnologías seleccionadas son adecuadas y proponer los sitios donde se aprovecharía de la mejor manera los recursos disponibles.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Dentro del plan estratégico 2018-2021 de ELECAUSTRO se contemplan ejes de trabajo de largo plazo con objetivos estratégicos institucionales. El primer eje contempla; el incremento de generación eléctrica con enfoque en energías renovables diversificadas, por medio del desarrollo de productos abarcando desafíos tecnológicos y gestión de recursos.

Este objetivo de trabajo se busca alcanzar al abordar los siguientes elementos de la estrategia institucional:

“Incrementar oferta”

“Enfocar esfuerzo en la generación de energía distribuida”

“Forjar sostenibilidad y eficiencia”

“Mantener relaciones de cercanía con partes interesadas”

Con estos antecedentes del plan estratégico de ELECAUSTRO, se puede afirmar que el proyecto de turbinas sumergibles propuesto se ajusta a cumplir con un plan de largo plazo para implementar tecnologías de generación distribuida con el fin de obtener experiencia y ampliar su visión hacia otros sectores energéticos aún no explorados ni implementados en nuestro país.

Por otro lado, dentro de los complejos de generación eléctrica que ELECAUSTRO maneja, opera y conserva, el Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) es el más antiguo y extenso. Por lo antes descrito y por estar el proyecto de turbinas sumergibles siendo analizado en el CHM, a continuación se detalla el mismo.

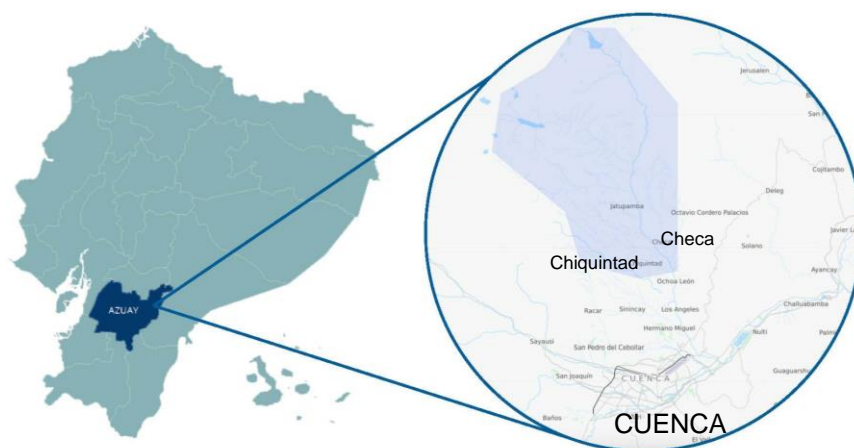


Figura N° 1.1 Ubicación geográfica del complejo hidroeléctrico Machángara

1.2.1 Complejo hidroeléctrico Machángara

El Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) se ubica en la cuenca alta y media del río Machángara, consta de dos centrales de generación hidroeléctrica: la Central Saucay con una capacidad instalada de 24 MW y la Central Saymirín con

dos casas de máquinas: Saymirín III-IV y Saymirín V con una capacidad conjunta de 15.52 MW.

Dentro del CHM se encuentran extensas obras de infraestructura como lo son la represa El Labrado y la represa Chanlud, además los reservorios y tanques de presión de Tuñi y Dutasay. Finalmente la infraestructura dentro del complejo se interconecta por medio de canales de conducción de agua y tuberías de conducción desde las represas hasta el reservorio de Tuñi y desde la captación de Bocacaz hacia el reservorio de Dutasay (Figura 1.2).

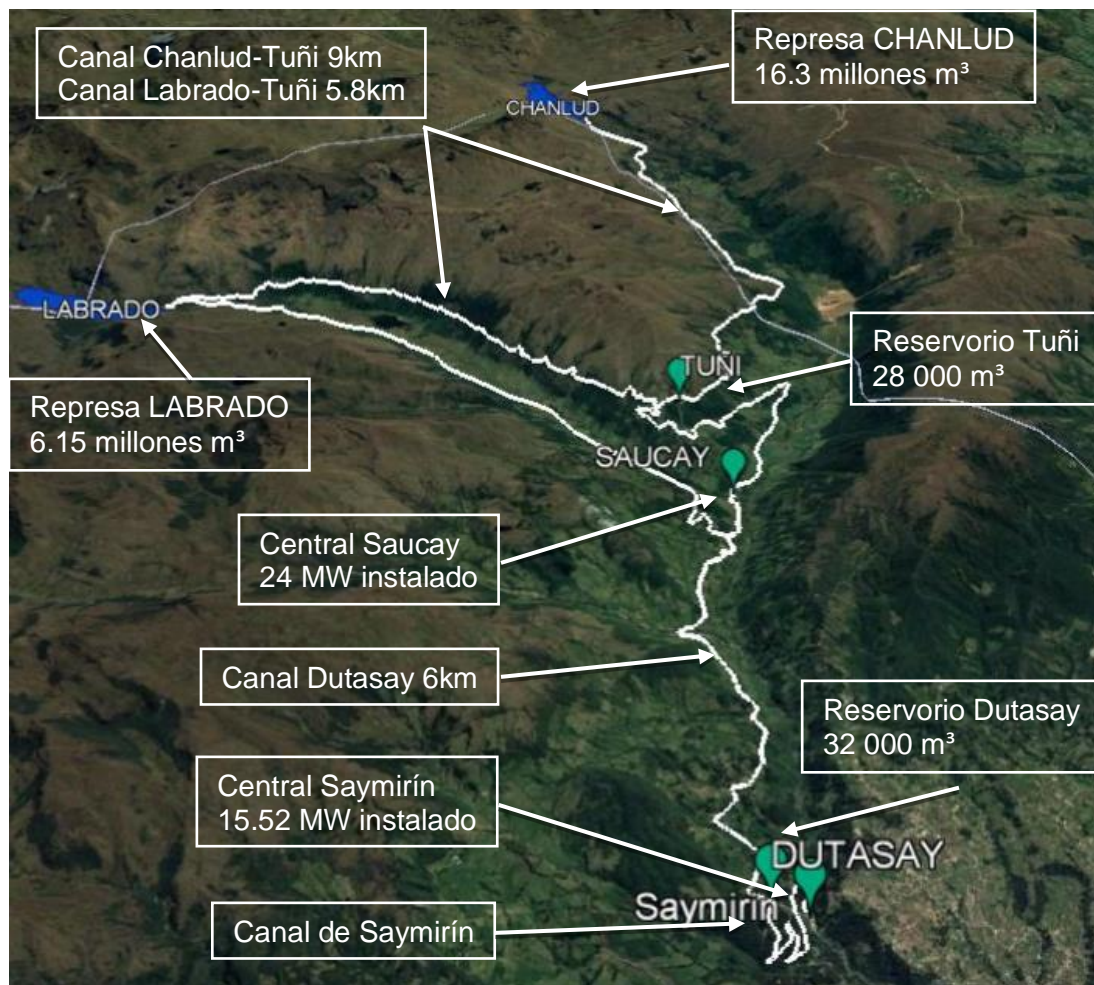


Figura N° 1.2 Complejo hidroeléctrico Machángara.

Dentro del CHM no solo se realizan actividades de generación de energía eléctrica sino que además se realiza el manejo ambiental y preservación ecológica de páramos y con carácter primordial de la cuenca del río Machángara que proporciona aproximadamente 860 l/s para el abastecimiento de agua para la ciudad a través de la planta de Agua Potable de Tixán. También abastece de 700 l/s de agua para riego aproximadamente a 1000 há a través de los canales de riego Machángara y Checa-La Dolorosa.

De esta manera el CHM es un escenario multifuncional y su conservación es de sumo interés para la población en general, además cabe destacar que gracias a la infraestructura existente se podrían desarrollar varios proyectos de generación distribuida a lo largo de esta cuenca hídrica que cuenta también con redes de media tensión trifásica y monofásica del alimentador S-0427 de la empresa eléctrica CENTROSUR (ANEXO VI).

1.3 GENERACIÓN DISTRIBUÍDA (GD)

En años recientes la GD ha sido un término ampliamente utilizado, adoptado principalmente por la literatura económica sobre los mercados eléctricos. Sus variaciones y reformas en todo el mundo han tomado un protagonismo grande dentro del sector energético y es un término muy relacionado con las energías renovables y las redes inteligentes. Pero el concepto de GD no es en realidad nada nuevo.

La GD es el primer tipo de esquema en todo el mundo de generación de energía eléctrica debido a que las tecnologías y fuentes para generación tenían un desarrollo muy básico, se producía en plantas aisladas unas de otras y eran conectadas a las redes de distribución local, cercanas a las cargas o centros de consumo. [2]

El avance de las diferentes tecnologías de generación a pequeña escala y los cambios en las reformas del sector eléctrico ecuatoriano como la regulación 003/11, 001/13, 002/13, 004/15, 003/18, (buscando con ellas la implementación de la autogeneración que tuvo como base legal el Mandato N° 15 de la Asamblea Constituyente de 2008) busca cambiar un esquema de tener grandes centrales lejos de los consumidores, hacia un nuevo modelo en donde los sistemas de GD brindan soluciones para los usuarios como para el SEP y permiten involucrar la planificación dentro de la generación distribuida.

Sin embargo, el avance de dichas regulaciones del sector eléctrico ecuatoriano aún no permiten de manera abierta la conexión a las redes de distribución de tecnologías en los rangos de mini, micro y pico generación hidroeléctrica ni se establecen parámetros claros. Como plantean los autores M. Muñoz, M. Rojas y C. Barreto en [3]: “La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica no especifica con claridad los aspectos, para que pequeños emprendimientos (personas naturales), conectados a las redes de distribución (baja tensión), puedan producir energía para el consumo propio y los excedentes para la comercialización a través de la red eléctrica. En este ámbito se determina la necesidad de contemplar en la ley, reglamentos y regulaciones, la implementación de la generación distribuida con tecnologías renovables no convencionales”. [3]

1.3.1 Concepto de la generación distribuida

Actualmente, no existe una definición global y bien definida de la GD. Organismos y actores adoptan definiciones similares, pero discrepan en ciertos aspectos que tienen que ver con; niveles de potencia, tecnologías (renovables y no renovables), conexión a la red (nivel de tensión, conectado o aislado), etc. La figura 1.3 muestra un esquema de generación distribuida. Por ello adoptaremos un concepto ampliamente aceptado proveniente de un organismo mundialmente reconocido: [4]

Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency): La GD consiste en plantas de generación que atienden al consumidor en el sitio, o brindan soporte a una red de distribución y se conectan a la misma a nivel de voltaje de distribución. Las tecnologías generalmente incluyen motores, pequeñas turbinas (incluidas micro), pilas de combustible y energía solar fotovoltaica. Generalmente, no incluyen la energía eólica, ya que la mayoría de energía eólica se produce en grandes parques eólicos construidos específicamente para ese propósito en lugar de cumplir con un requerimiento de energía en el sitio. [4]

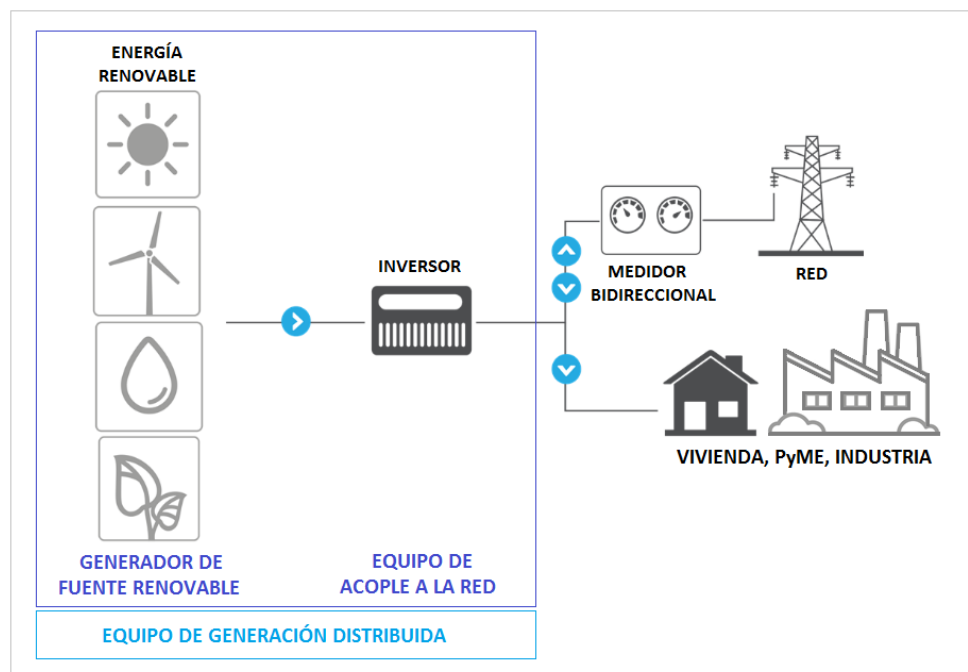


Figura N° 1.3 Esquema gráfico de Generación Distribuida. Fuente: [5]

1.3.2 Impacto de las tecnologías de micro hidroeléctrica en la GD

Actualmente, el impacto de la GD en las redes de distribución cercanas a los centros de consumo es un tema ampliamente estudiado, muchas de las veces se aborda como un análisis de los impactos causados a la red [6], otras veces la autonomía y mejoras que brinda al sistema de distribución [7] y por otro lado se lo estudia como la posibilidad que dicha generación distribuida abastezca de energía a puntos lejanos en el sistema de distribución, mejorando con ello el perfil de tensión y la calidad de energía a lo largo del alimentador de distribución [8].

Las investigaciones, aunque son amplias y abordan diferentes aspectos como los indicados previamente, son pocas las que se desarrollan en torno a un proyecto funcional de micro y pico hidroeléctrica. Tenemos ejemplos de investigaciones de diseño de micro turbinas hidroeléctricas [9] y [10], estudios económicos sobre proyectos de mini hidroeléctricas [11] y artículos sobre control y manejo de sistemas que incluyen micro y pico turbinas en micro redes y sistemas aislados [12] y [13].

Se concluye en que el impacto de las tecnologías de mini, micro y pico hidroeléctrica, como fuentes de GD, está en una etapa de posicionamiento, desarrollando las tecnologías, los implementos técnicos y económicos para su desarrollo [14]. En un periodo de corto a mediano plazo probablemente se verá más proyectos de esta índole en desarrollo e implementación [15].

1.4 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La energía hidráulica es aquella contenida en un líquido con energía acumulada debido a la elevación o velocidad a la cual está sometida. Con ello se sabe que una central hidroeléctrica es aquella instalación que transforma la energía

hidráulica en energía eléctrica, pudiendo ser aprovechada en un amplio rango, desde unos pocos kilovatios hasta escalas muy altas en una misma turbina. [3]

Las tecnologías que son de interés en el presente estudio abarcan únicamente las micro centrales hidroeléctricas siendo clasificadas por el nivel de potencia instalada como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1 Clasificación de las micro centrales hidroeléctricas de acuerdo a la capacidad instalada [16]

Tipo de central		Potencia Instalada
Micro		5 – 100 kW

Tabla 2 Clasificación de micro centrales hidroeléctricas de acuerdo a su configuración [16]

Micro centrales hidroeléctricas	
De flujo libre o corriente libre	Se instalan directamente en cauces de ríos o en el océano, aprovechando la energía cinética del agua.
Derivativas o de desviación usualmente llamadas de curso de río.	Usando un azud de desviación o totalmente sin azud.
1. Derivación no presurizada	Usando canal de derivación, canal lateral a río, brazo de río modificado o cause de río.
2. Derivación presurizada	Usando compuerta y conducción por tubería de presión.

Las micro hidroeléctricas se conectan directamente a la red de distribución y con ello resuelven deficiencias cercanas al usuario final. Estas tecnologías están disponibles en el mercado internacional y responden a la tendencia de generación difusa. [2] Además las tecnologías de generación hidroeléctrica a pequeña escala son desarrolladas día a día con mayor interés ya que se han demostrado su enorme potencial para aprovechar pequeñas fuentes hídricas y con acceso limitado. De esta manera con pocos o limitados recursos se pueden implementar

tecnologías en infraestructuras existentes o nuevas, con escasas obras civiles requeridas.

Tecnologías de micro hidroeléctrica:

Debido a los esquemas de generación tradicionales (generación centralizada y en grandes hidroeléctricas) estas tecnologías no han sido estudiadas a fondo y sus aplicaciones han sido muy limitadas en años anteriores. Nuevas investigaciones se desarrollan en torno al diseño y la optimización de micro turbinas para generación a pequeña escala. Varias de estas tecnologías nuevas son citadas:

- Turbina hidrocínética axial (eje horizontal)
- Turbina hidrocínética transversal (eje vertical)
- Turbina de impulso (de reacción)
- Turbina de flujo transversal (similar a molino de agua)
- Turbina de flujo axial (de acción)

Estas tecnologías para generación hidroeléctrica brindan energía que puede alimentar desde pocas viviendas hasta inclusive poblados enteros. La energía hidroeléctrica permite ofrecer ahorro energético equivalente a decenas o centenas de energía equivalente en otras fuentes, como por ejemplo derivados de petróleo, carbón o gas natural. [11]

Las principales ventajas que obtenemos de estas centrales son: [11]

- La disponibilidad de potencia es a menudo continua
- El suministro del recurso es predecible
- La energía generada es estable y tiene un control preciso
- No requiere de consumo de combustibles
- Mantenimiento sencillo y programable

1.4.1 Tecnologías de micro turbinas hidroeléctricas propuestas para estudio

Las tecnologías abordadas en este estudio de pre factibilidad son dos, las cuales se han limitado por la empresa donde se realiza el estudio debido a la imposibilidad de modificar los canales debido al esencial papel que cumplen en la preservación de la cuenca hídrica y la conducción de agua para potabilización. La primera tecnología es una turbina hidrocínética de canal con eje horizontal que puede ser observada en la figura 1.4 donde además se señalan sus principales componentes, la segunda tecnología es una turbina de derivación de canal con eje vertical que se observa en la figura 1.5 donde se muestra su emplazamiento lateral a un canal existente además de sus principales componentes, las dos tecnologías empleadas son descritas a continuación:

A. Turbina hidrocinética de canal o río.

Se plantea emplear esta turbina usando los canales de agua del CHM y derivaciones de canal e instalando la turbina en sitio.

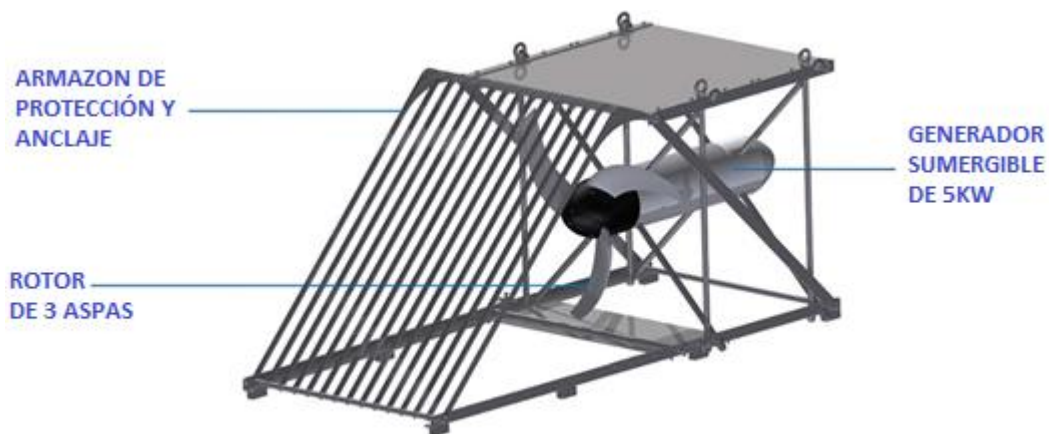


Figura N° 1.4 Turbina hidrocinética empleada en el estudio [17]

La turbina tiene un generador asíncrono de imanes permanentes de una potencia igual a 5 kW y sus principales características constructivas son:

- El rotor cuenta con tres aspas curvas para un mejor rendimiento ante el caudal turbio
- El armazón cuenta con rejilla para proteger el generador además de ganchos para anclaje
- El diseño prioriza la velocidad de caudal incidente
- Velocidad de rotación del rotor: 90 -230 rpm
- Velocidad nominal del caudal: 3.1 m/s

B. Turbinas de derivación de canal con eje vertical.

Se plantea emplear esta turbina, creando desviaciones desde canales y ríos para desembocar el caudal nuevamente en canales o en ríos cercanos.

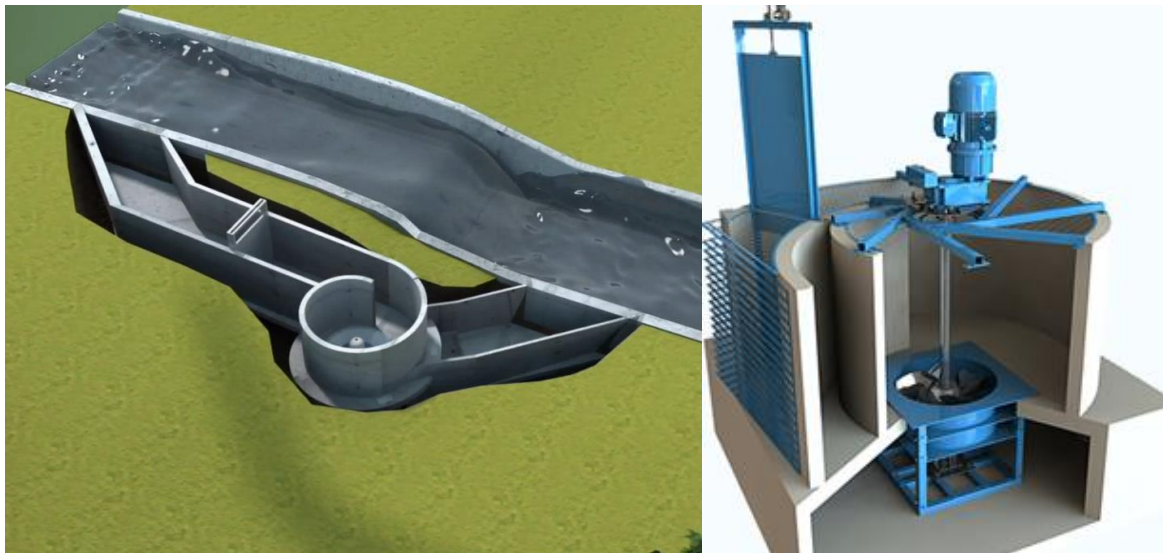


Figura N° 1.5 Turbina de derivación empleada en el estudio [18]

La turbina puede ser adquirida en tres niveles de potencia de acuerdo a las necesidades del proyecto teniendo 15, 50 y 100 kW como modelos estándar y sus principales características constructivas son:

- La turbina consta con una estructura de hormigón para la derivación de canal
- El rotor cuenta con cinco aspas y el diseño prioriza el volumen de caudal
- El conjunto del armazón de la turbina cuenta con rejilla y compuerta

Para este estudio de pre factibilidad se consideran únicamente dos tecnologías, pero existen otras que, debido a la infraestructura requerida y el alcance de este estudio, no fueron analizadas.

CAPÍTULO 2

ESTUDIO DE PRE FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA PROYECTO DE MICRO TURBINAS EN CANALES DE AGUA DEL CHM

2.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO Y ESCENARIOS POSIBLES

Para llevar a cabo el estudio de pre factibilidad se tomaron en consideración tres de los cuatro canales de conducción de agua con los que cuenta el Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM), figura 2.1, además la red de distribución existente en el CHM correspondiente al alimentador S-0427 de la Empresa Eléctrica CENTROSUR y finalmente los campamentos de ELECAUSTRO, asentamientos humanos y lugares que consumen de energía eléctrica para su funcionamiento.

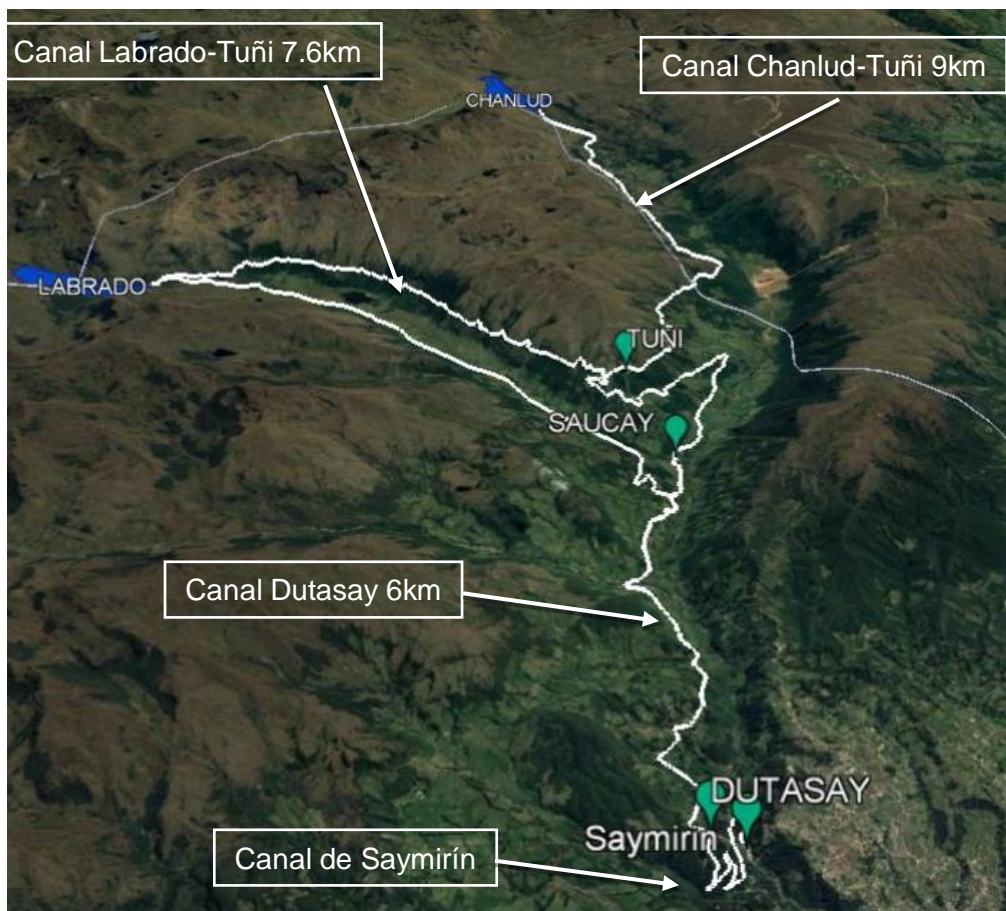


Figura N° 2.1 Canales de conducción de agua en el CHM

Canal Labrado – Tuñi

Inicia a pie de presa en Labrado bifurcándose con el fin de tener el caudal efectivo hasta Tuñi y por otro lado el caudal ecológico que es necesario para la cuenca alta del río Chulco, este canal tiene una extensión de 7.6 km aproximadamente hasta Tuñi. El perfil del canal de Labrado muestra una diferencia de alturas de 3424 msnm hasta los 3416 msnm, obteniendo 8 metros de desnivel entre inicio y fin del canal. El inicio del canal puede ser observado en la figura 2.2.



Figura N° 2.2 Inicio Canal Labrado / Tuñi

Canal Chanlud – Tuñi

Tiene su inicio 0.5 kilómetros aguas abajo de la presa de Chanlud después de una tubería metálica encargada de conducir el agua hasta el inicio del canal embaulado que tiene una extensión de 9 km aproximadamente hasta Tuñi. El perfil del canal de Chanlud muestra una diferencia de alturas de 3500 msnm hasta los 3482 msnm, obteniendo 18 metros de altura entre inicio y fin del canal. El inicio del canal embaulado se puede observar en la figura 2.3.



Figura N° 2.3 Inicio del canal Chanlud – Tuñi

Canal de Bocacaz - Dutasay

Tiene su inicio en la captación ubicada en el sector de Bocacaz, en donde se cuenta con azud, desarenador y tubería y canal embaulado, tiene una distancia aproximada de 6 km hasta el reservorio de Dutasay. El azud donde se realiza la captación para el canal y el inicio del mismo se puede observar en la figura 2.4.



Figura N° 2.4 Inicio del canal Bocacaz – Dutasay

Canal de Saymirín

El canal de Saymirín no es considerado para el estudio debido a que la mayor parte de la extensión del canal se encuentra fuera de las instalaciones y controles de acceso y de propiedad de ELECAUSTRO, además el caudal de aporte del canal de Saymirín es menor al mínimo que ambas tecnologías requieren para su funcionamiento.

Debido a la extensión de los canales en el CHM se realizaron varias visitas al mismo, para identificar la ruta de los canales, así como inicio de los mismos, estado de infraestructura, puntos críticos donde se presentan ventajas como desventajas a lo largo del estudio y cercanía a la red de distribución.

Red de distribución - Alimentador S-0427 de la empresa eléctrica CENTROSUR

Uno de los elementos importantes dentro del estudio es la red de distribución que es necesaria para la evacuación de energía y la transmisión de la misma a lo largo de su franja de servidumbre. Para la identificación del alimentador 0427 y su trayectoria, se realizó una inspección de campo desde vehículo y en forma pedestre para identificar puntos cercanos entre la red y los canales, acceso a la red y tipo de circuito existente. El arranque del alimentador S-0427 se muestra en la figura 2.5.



Figura N° 2.5 Partida del alimentador 0427 en el CHM / Sector reservorio Dutasay

Durante la inspección de la red de distribución y gracias al geo-portal de la CENTROSUR se realizó un dibujo en mapa geo-referenciado del alimentador 0427 junto con las vías, canales y otros elementos del CHM, Anexo VI.

En este trabajo se identificó que desde el reservorio de Dutasay hasta el reservorio de Tuñi se tiene una red de distribución en media tensión (a 22kV) trifásica, figura 2.6.

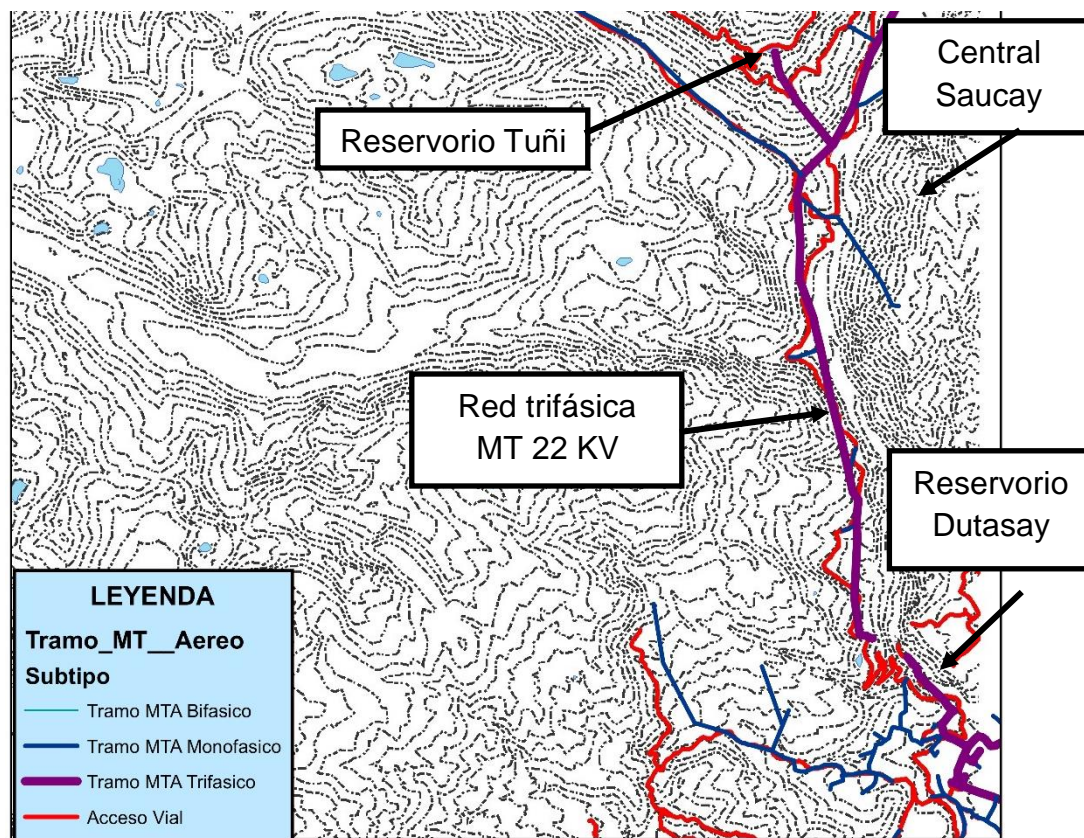


Figura N° 2.6 Red del alimentador 0427 desde Dutasay a Tuñi

La red de distribución que cubre el tramo entre el reservorio de Tuñi y la represa de Chanlud consta de un circuito trifásico simple en media tensión (22kV), figura 2.7.

La red de distribución que cubre el tramo entre el reservorio de Tuñi y la represa El Labrado consta de circuito monofásico en media tensión (12.7kV), figura 2.7.

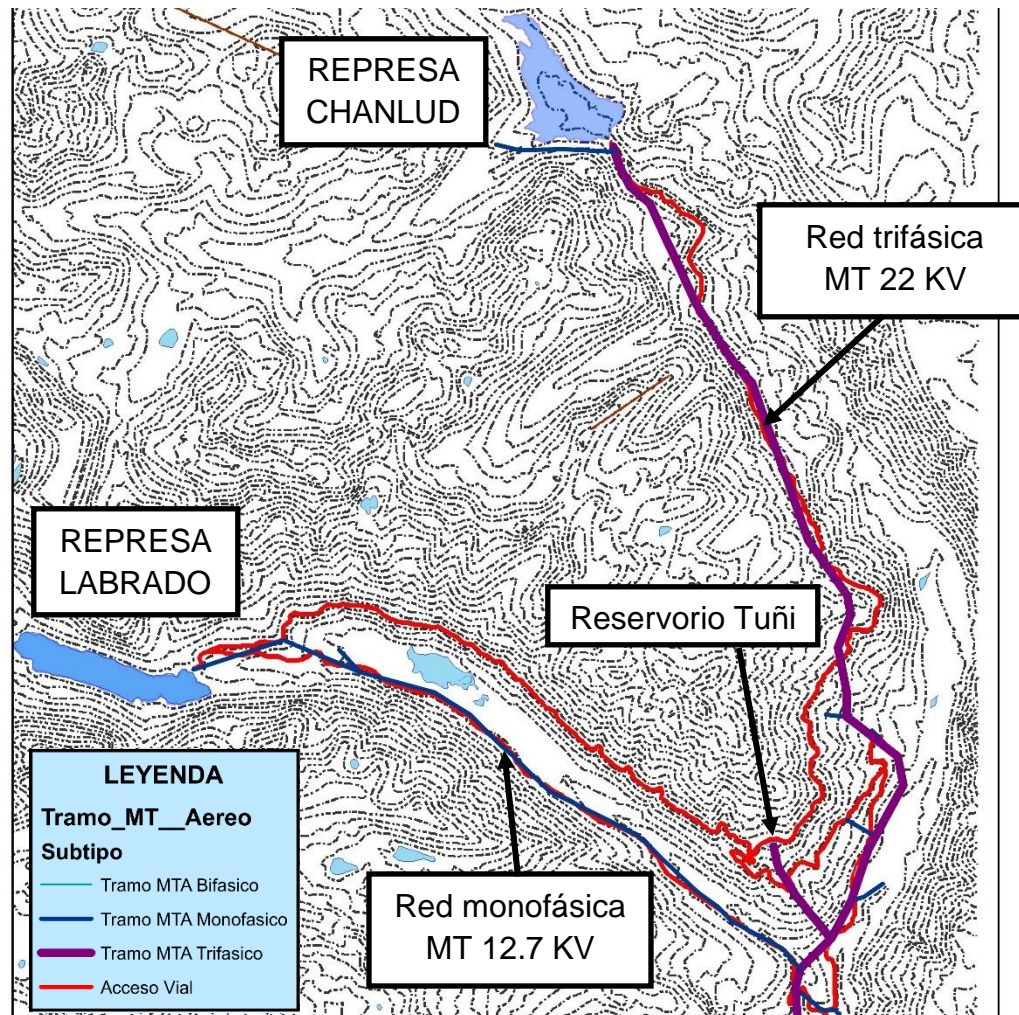


Figura N° 2.7 Red del alimentador 0427 desde Tuñi hasta Chanlud y Labrado

A lo largo del CHM se han identificado diez puntos de interés para la ubicación de generación distribuida. Se puede observar los puntos en la figura 2.20. Cerca de ellos se encuentran; tanto en campamentos de ELECAUSTRO y asentamientos humanos que consumen energía eléctrica de este alimentador de media tensión.

2.1.1 Estudio estadístico anual de caudales de despacho y proyección 2019

Se ha efectuado un análisis estadístico de los caudales despachados en cada uno de los tres canales considerados del CHM con el fin de dimensionar correctamente el recurso hídrico para la posterior generación eléctrica.

Para el análisis se disponía de información de caudales de despacho hacia canal de Chanlud y Labrado desde el año 1998, es decir 20 años de información y datos del canal de Dutasay de un año previo completo; con los cuales se ha podido realizar gráficas anuales en donde se puede observar como varía el caudal, se identifica además la época de estiaje y época lluviosa de cada año y cómo ésta puede afectar a la generación en pequeña escala.

2.1.1.1 Metodología del estudio estadístico

El estudio estadístico de los caudales se realizó con la recopilación de datos disponibles en ELECAUSTRO que son obtenidos de sensores y medidores ubicados en las represas y canales de conducción en el CHM y depurados posteriormente a cargo del departamento de planificación debido a mediciones fallidas, incoherentes o erradas del sistema de obtención de datos.

Gracias al estudio realizado por Sumba H. [19] sobre el manejo de datos y pronóstico de ciclo hidrológico de pluviosidad en el CHM, se ha podido concluir en su estudio que los datos probabilísticos que resultan más precisos, se dan cuando se emplean las curvas descritas con valores de media y mediana dentro de una dispersión de entre 10% y 90% de los datos, para proyecciones de pluviosidad en el CHM.

- En el presente estudio con los datos horarios de los canales se procede a calcular los valores de media dentro de una dispersión de 5-95% y 10-90% de los datos diarios, además se calcula la mediana diaria dentro de una dispersión de 10-90% de los datos, con el fin de obtener dos procedimientos y entre ellos seleccionar cuál es el más ajustado a la realidad.
- Una vez analizados los datos y las gráficas del comportamiento del caudal en los canales de conducción durante los periodos anuales propuestos, se realizó proyecciones del comportamiento de los caudales en canal por medio del software estadístico SPSS. Este análisis se realiza para

posteriormente proyectar la energía que se podría generar con las dos tecnologías de micro turbinas hidroeléctricas propuestas para este estudio.

- Para el análisis de los intervalos de funcionamiento y de parada de la tecnología de micro turbinas, se ha tomado los valores medios con los que el caudal alcanza al menos 1.1 m de altura al inicio del canal. Esta consideración es válida únicamente para la turbina hidrocínética de canal ya que ella requiere que la turbina este sumergida completamente para su funcionamiento.

Tabla 3 Valores de caudal mínimo de acuerdo a configuración de canales de Chanlud - Tuñi, Labrado – Tuñi y Bocacaz - Dutasay

Mínimo para generar Chanlud - Tuñi	Mínimo para generar en Labrado - Tuñi	Mínimo para generar en Bocacaz - Dutasay
3.62 m ³ /s	1.25 m ³ /s	2.1 m ³ /s
1.13m altura - 1.6m ancho	1.10m altura - 1.7m ancho	1.1m altura - 1.7 m ancho

- Con los valores descritos en la tabla 3 se han tomado los valores porcentuales durante cada año donde los canales tienen caudales mínimos para generar con el tipo de tecnología de turbina hidrocínética de canal.
- Sin embargo se tiene presente que no solamente la falta de caudal puede imposibilitar el funcionamiento de las micro turbinas, ya que hay otros factores como velocidad, problemas con la red eléctrica y daños en los equipos que son igual de importantes.

2.1.1.2 Análisis estadístico anual para canales de Chanlud – Tuñi y Labrado

–Tuñi periodo 2008-2018

Para el análisis estadístico se realiza un muestreo de los años: 2008, 2012, 2016 y 2018, pero se han analizado los datos de un periodo de 11 años para el análisis y posteriormente para la proyección del año 2019. Puede consultarse el Anexo 1 para análisis estadístico de cada año durante el periodo 2008-2018.

Se definen quintiles de los valores de caudal para cada año de análisis en los canales de conducción, los cuales nos indican para porcentajes de 20%, 40%, 60% y 80% el tiempo del año en el que se mantiene un caudal dado.

Canal Chanlud - Tuñi:

- Año 2008:

En el año 2008 en el canal de Chanlud se evidencia que los caudales son altos, casi manteniéndose en los máximos valores pero con picos pronunciados, pudiendo explicar los mismos debido a que los canales son susceptibles a daños y a mantenimientos que no siempre pueden ser previstos.

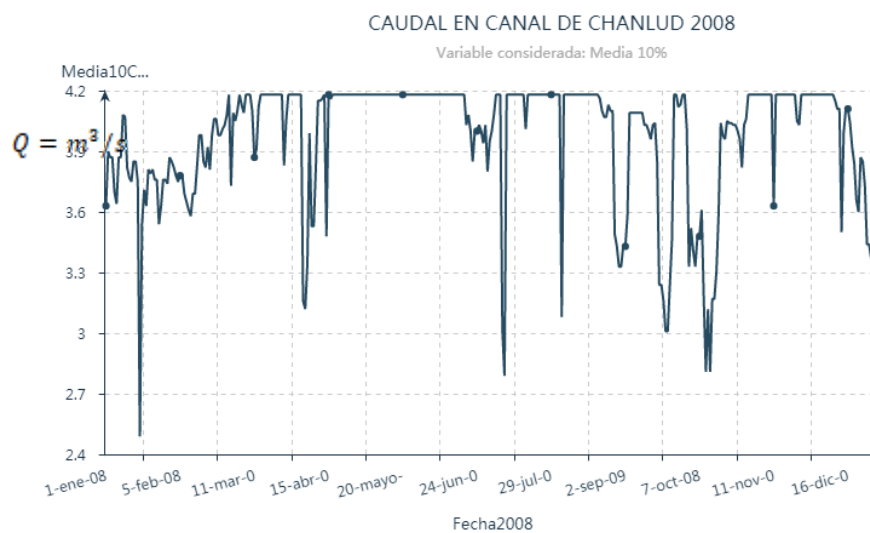


Figura N° 2.8 Gráfica de caudal en canal Chanlud – Tuñi del año 2008.
Fuente: Elaboración propia

De manera similar el año 2008 en el canal Labrado – Tuñi se puede evidenciar que los caudales se mantienen casi constantes alrededor de los valores máximos lo cual prevé que la producción energética pudiese ser constante si se mantiene dicha tendencia.

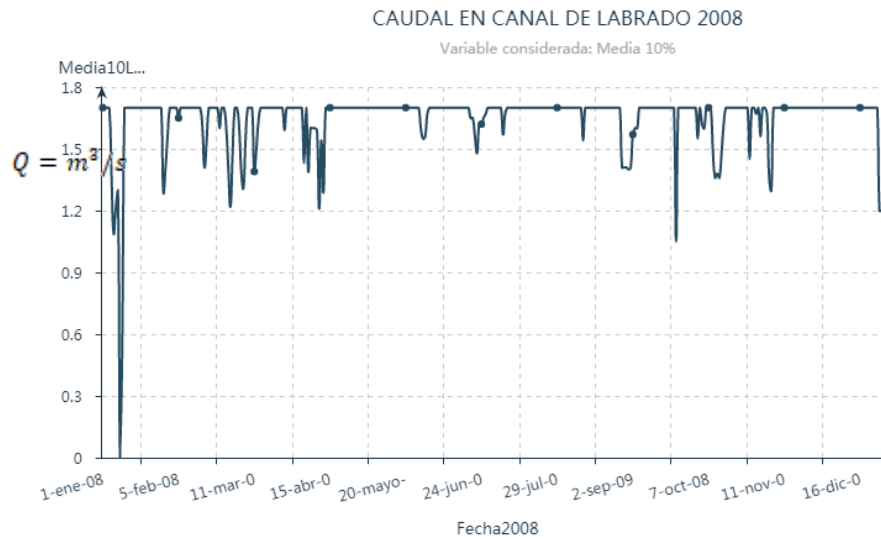


Figura N° 2.9 Gráfica de caudal en canal Labrado - Tuñi del año 2008. Fuente: Elaboración propia

Tabla 4 Quintiles de caudal anual para 2008 y caudal mínimo

Resultados análisis 2008			
Chanlud	m³/s	Labrado	m³/s
80%	3.76	80%	1.65
60%	4.04	60%	1.7
40%	4.18	40%	1.7
20%	4.18	20%	1.7
Máx.	4.18	Máx.	1.7
min	2.49	min	0
Caudal mín. CHANLUD para generar		Caudal mín. LABRADO para generar	
87% del año		96% del año	

- Año 2012:

En el año 2012 se puede observar que los despachos en el canal Chanlud – Tuñi ya no se mantienen constantes, como en años anteriores sino que se describen valles de un mes en junio y otro de dos meses entre septiembre y octubre. Estos cambios pueden ser debidos a que también en pluviosidad se han visto más

acentuados meses de lluvias intensas y sequías, esto se podrá comprobar si la tendencia se mantiene en años posteriores.

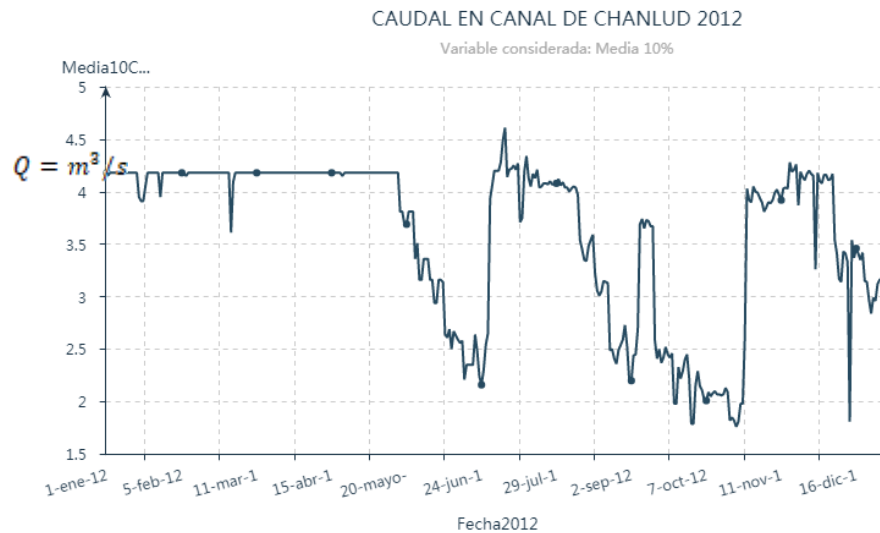


Figura N° 2.10 Gráfica de caudal en canal Chanlud del año 2012. Fuente: Elaboración propia

Para el año 2012 en el canal Labrado - Tuñi se nota drásticos cambios a la tendencia de años previos ya que para este año se pronunciaron valles en el mes de mayo y junio, en el mes de septiembre y en los meses de octubre y noviembre. Estos cambios tienen concordancia con los datos del canal Chanlud – Tuñi para el mismo año y aquello indica un cambio en la tendencia global.

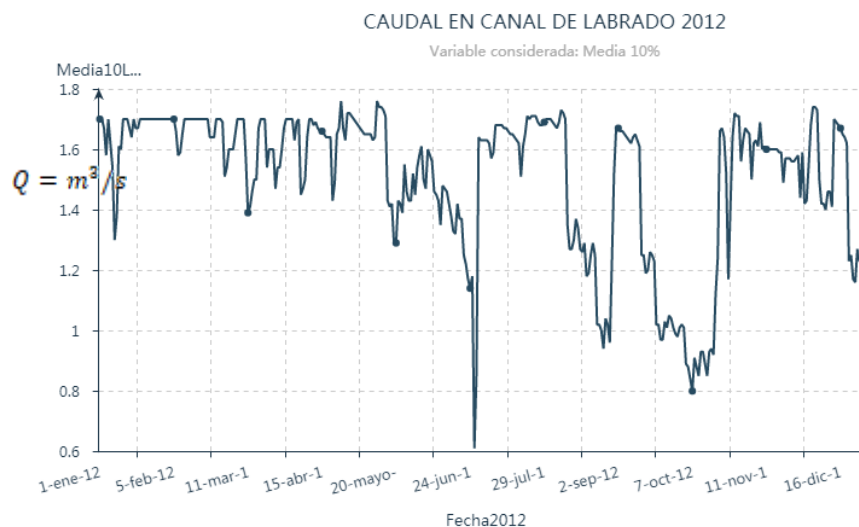


Figura N° 2.11 Gráfica de caudal en canal Labrado – Tuñi del año 2012.**Fuente: Elaboración propia****Tabla 5 Quintiles de caudal anual para 2012 y caudal mínimo**

Resultados análisis 2012			
Chanlud	m ³ /s	Labrado	m ³ /s
80%	2.64	80%	1.27
60%	3.75	60%	1.55
40%	4.17	40%	1.64
20%	4.18	20%	1.7
Máx.	4.61	Máx.	1.76
min	1.76	min	0.61
Caudal mín. CHANLUD para generar		Caudal mín. LABRADO para generar	
64% del año		82% del año	

▪ Año 2016:

En el año 2016 se observa un fuerte decremento en los meses de caudal constante en el canal Chanlud - Tuñi. Así mismo existió una temporada desde diciembre 2015 hasta febrero 2016 donde el canal no registró despacho de agua. Cabe destacar que los meses de generación constante que se han reducido de marzo a junio y de julio hasta agosto se han presentado con picos de caudal en el despacho de agua hacia Tuñi.

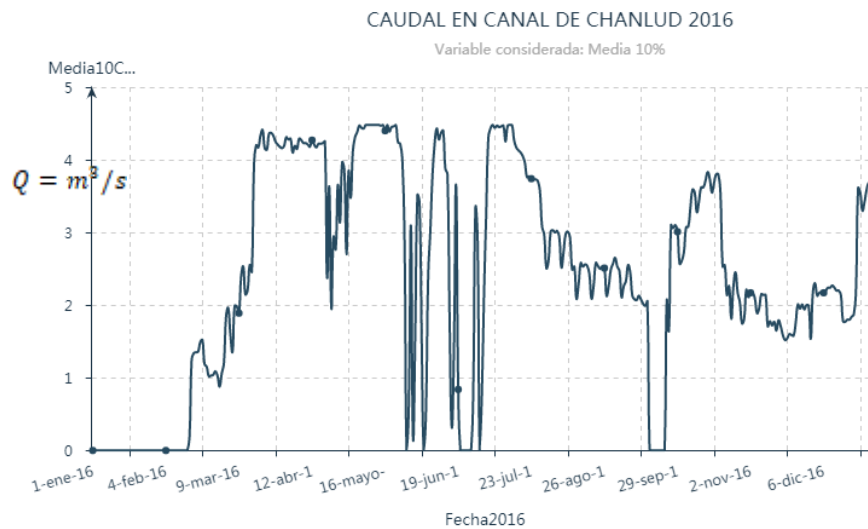


Figura N° 2.12 Gráfica de caudal en canal Chanlud – Tuñi del año 2016.
Fuente: Elaboración propia

En el año 2016 para el canal Labrado – Tuñi se observa un decremento fuerte en la conducción de agua respondiendo a la misma tendencia que el canal Chanlud – Tuñi. El periodo de diciembre 2015 hasta febrero del 2016 se observan caudales constantemente bajos y luego el periodo de conducción pico entre los meses de marzo a julio 2016, dejando a un constante decremento en el caudal conducido hacia los meses de agosto a diciembre.

Los valores pico de caudal en el canal Labrado – Tuñi son los más altos registrados en el periodo de análisis (2008-2016) sin embargo los valores menores que se han mantenido alrededor de un mes en dicho canal; han sido también los más bajos registrados en el mismo periodo de análisis.

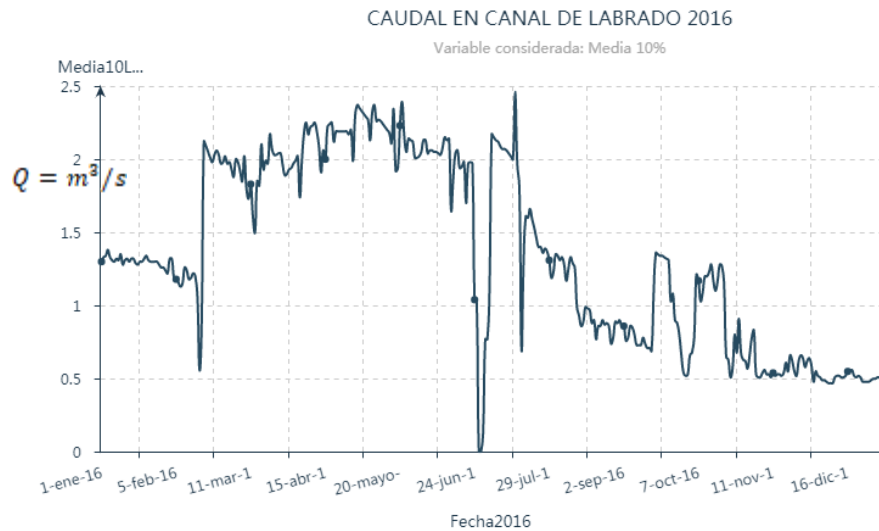


Figura N° 2.13 Gráfica de caudal en canal Chanlud - Tuñi del año 2016.
Fuente: Elaboración propia

Tabla 6 Quintiles de caudal anual para 2016 y caudal mínimo

Resultados análisis 2016			
Chanlud	m³/s	Labrado	m³/s
80%	1.03	80%	0.66
60%	2.13	60%	1.18
40%	2.77	40%	1.46
20%	4.13	20%	2.05
Máx.	4.48	Máx.	2.46
min	0	min	0
Caudal mín. CHANLUD para generar		Caudal mín. LABRADO para generar	
30% del año		63% del año	

- Año 2018:

Para el año 2018 en el canal Chanlud - Tuñi se ha tenido eventualidades perjudiciales para este análisis ya que debido a mantenimientos y daños sufridos, el canal estuvo 5 meses inhabilitado aproximadamente.

Aún con los daños del canal se tiene valores altos en el despacho de caudal durante los periodos con el canal habilitado, lo cual podrá darnos una producción de energía que se deberá considerar.

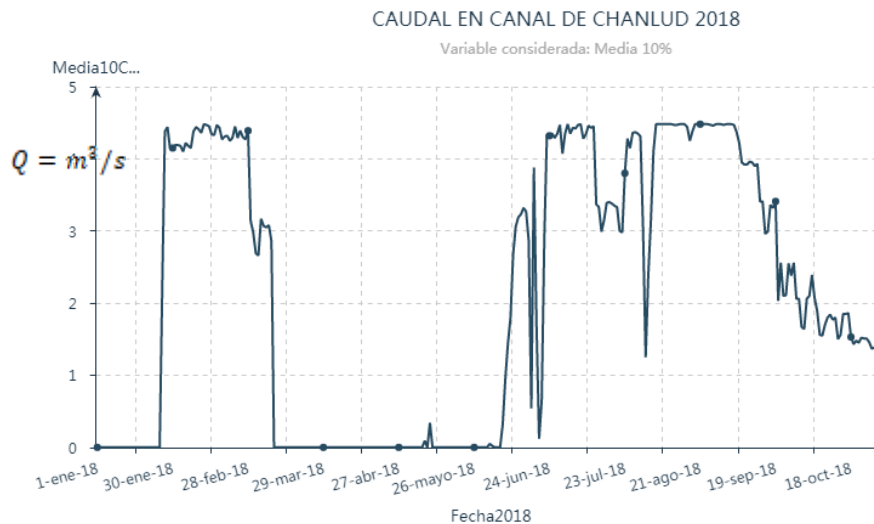


Figura N° 2.14 Gráfica de caudal en canal Chanlud – Tuñi del año 2018.
Fuente: Elaboración propia

La tendencia descrita por el caudal en el canal Labrado – Tuñi para el año 2018 podría ser atípica ya que difiere del resto de años previos, por otro lado cabe destacar que los periodos de máxima y mínima capacidad en el canal Labrado – Tuñi así como en Chanlud – Tuñi se ven cada vez más acentuados con el paso de los años.

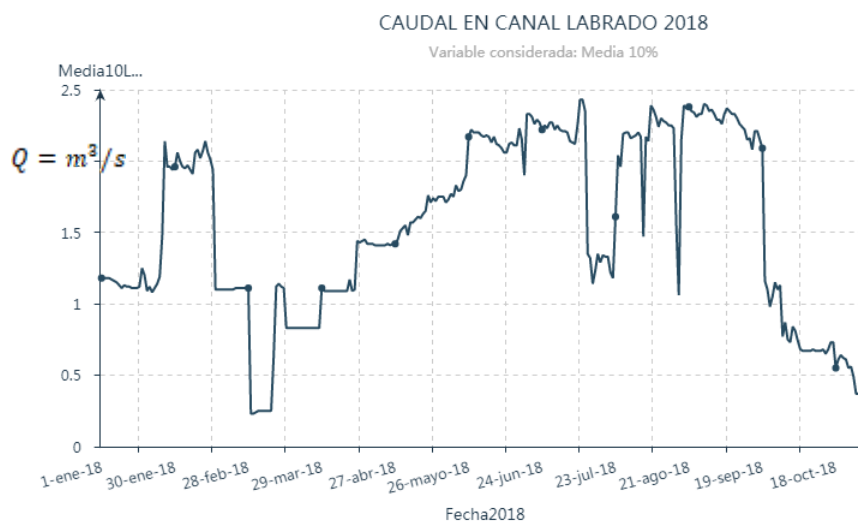


Figura N° 2.15 Gráfica de caudal en canal Labrado – Tuñi del año 2018.
Fuente: Elaboración propia

Tabla 7 Quintiles de caudal anual para 2018 y caudal mínimo

Resultados análisis 2018			
Chanlud	m³/s	Labrado	m³/s
80%	0	80%	1.05
60%	1.38	60%	1.18
40%	3.08	40%	1.9
20%	4.35	20%	2.2
Máx.	4.48	Máx.	2.43
min	0	min	0.23
Caudal mín. CHANLUD para generar		Caudal mín. LABRADO para generar	
59% del año		44% del año	

Los análisis estadísticos en los canales de Chanlud – Tuñi y Labrado – Tuñi han permitido conocer la variabilidad del caudal conducido a lo largo de los años, además de los periodos de máximos y mínimos caudales; acentuados más con el paso de los años.

Podemos destacar como importante la fragilidad de los canales en situaciones puntuales, por ejemplo: deslaves, roturas de canal y otros que requieren de mantenimientos preventivos y correctivos, ya que estos podrían poner en riesgo el funcionamiento de proyectos que dependan del caudal conducido.

Finalmente, al conocer los porcentajes anuales en los que se tienen caudales mínimos para producir energía con al menos una de las dos tecnologías usadas, nos da una primera premisa de si las tecnologías seleccionadas pueden proporcionar soluciones factibles para este estudio.

2.1.1.3 Análisis estadístico anual para canal Bocacaz - Dutasay año 2018

Con los datos brindados del año 2018 para el canal Bocacaz - Dutasay se puede analizar que los caudales son variables dentro del rango de 1.5 hasta 3 m³/s pero que esa tendencia se mantiene constante, por lo cual en el análisis los valores de caudal mínimo para generación son representativos en dicho canal.

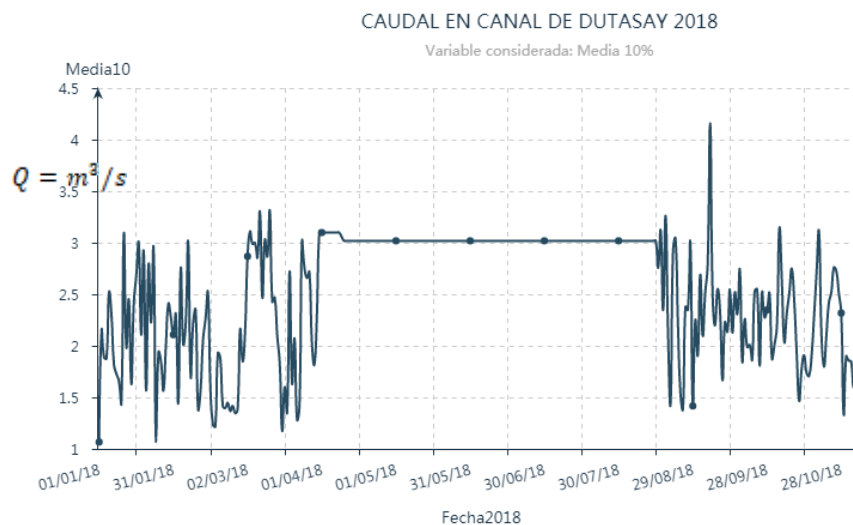


Figura N° 2.16 Gráfica de caudal en canal Bocacaz - Dutasay del año 2018.
Fuente: Elaboración propia

Tabla 8 Quintiles de caudal anual para 2018 y caudal mínimo

Resultados análisis 2018	
Dutasay	m ³ /s
80%	1.93
60%	2.51
40%	3.01
20%	3.02
Máx.	4.16
min	1.07
Caudal min. DUTASAY para generar	
75% del año	

2.1.1.4 Proyección de caudales para año 2019 en canal Chanlud – Tuñi,

Labrado – Tuñi y Bocacaz - Dutasay

Para generar las proyecciones del año 2019 se ha usado el modelo de predicción de regresión lineal y la información disponible de caudales de años previos. Se han obtenido valores de proyección del año 2019 tanto para los canales de Chanlud, Labrado y Dutasay que posteriormente serán usados para la estimación energética de cada de las dos tecnologías en análisis para el caso de cada canal donde se han fijado puntos de interés.

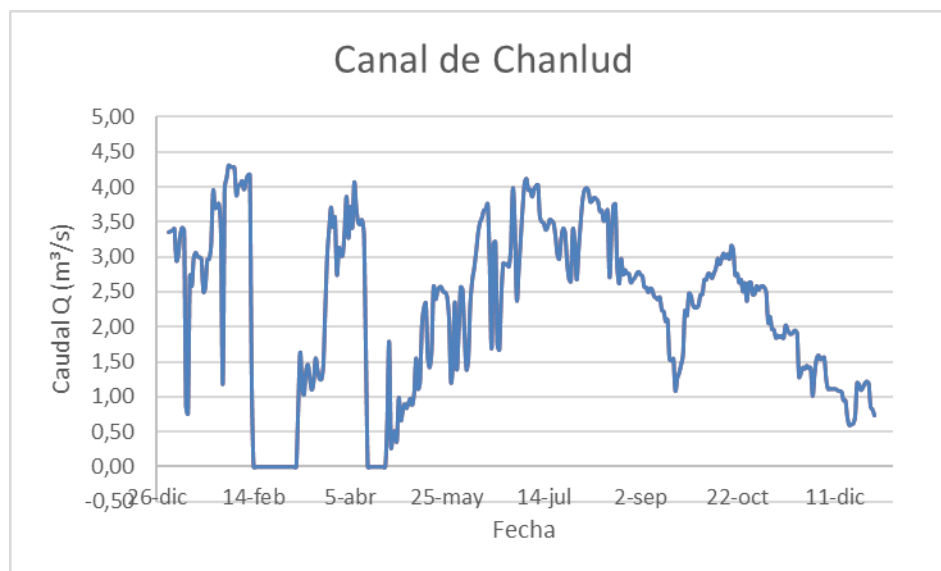


Figura N° 2.17 Proyección de caudales para canal Chanlud – Tuñi 2019

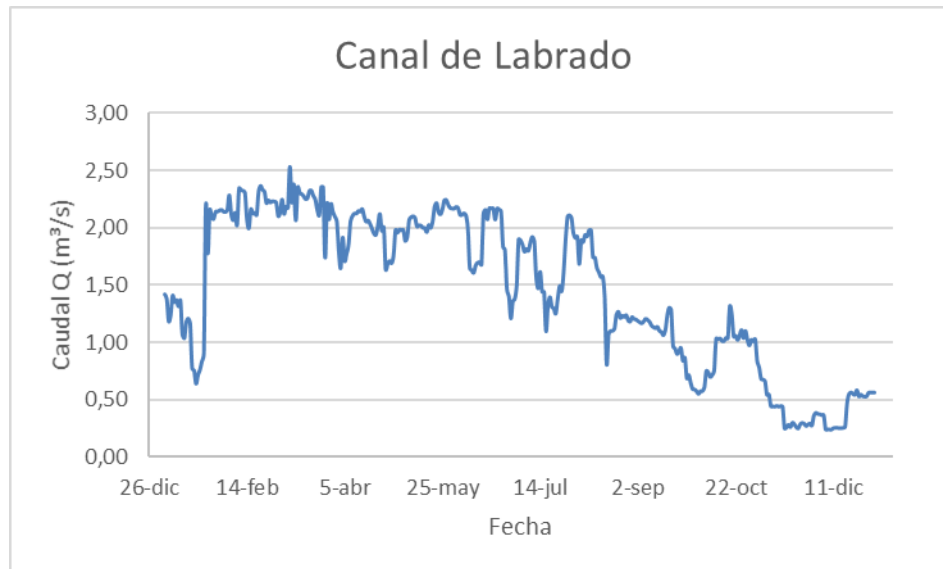


Figura N° 2.18 Proyección de caudales para canal Labrado – Tuñi 2019

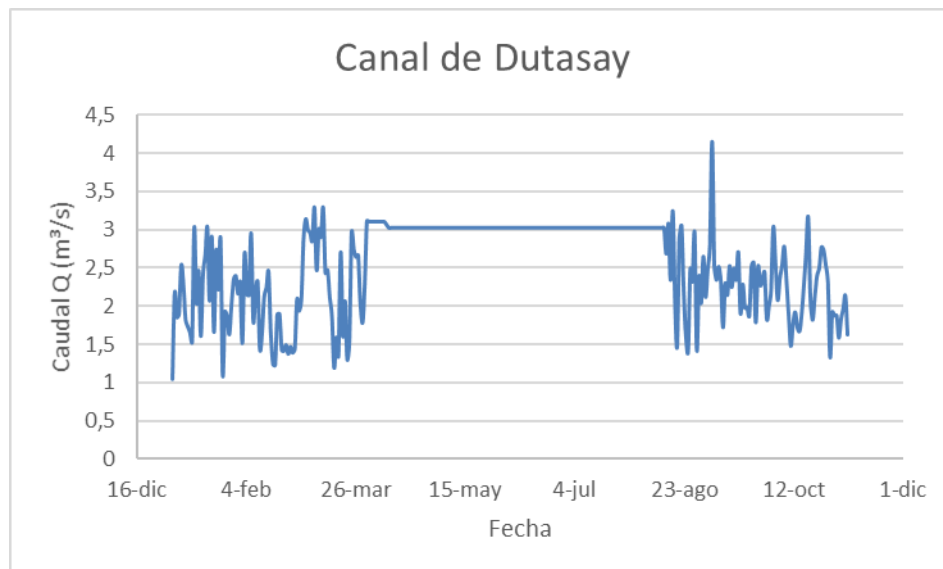


Figura N° 2.19 Proyección de caudales para canal Bocacaz - Dutasay 2019

2.1.2 Delimitación de sitios y escenarios para estudio

Se ha realizado un análisis multicriterio para la identificación de los sitios donde se podrían ubicar las micro turbinas hidroeléctricas en el CHM. [20] Un análisis multicriterio busca encontrar, ponderar e identificar los parámetros más importantes dentro de un estudio en base a los datos disponibles y el entorno en el

cual se encuentra el proyecto. El modelo de estudio multicriterio aplicado es denominado “método aditivo lineal” cuando los criterios no son dependientes unos de otros y la incertidumbre no está formalmente integrada a los criterios o parámetros. [21]

Como parte importante del análisis multicriterio y con el fin de realizar una correcta valoración del recurso y escenarios se ha otorgado una ponderación de los parámetros de calificación, en base a consulta al ingeniero Juan Carlos Sarmiento, técnico de ELECAUSTRO y codirector del presente trabajo, quien conoce sobre los ciclos hidrológicos, geografía e infraestructura del CHM.

Los criterios considerados para la determinación de sitios fueron propuestos en base a las inspecciones de campo realizadas al CHM en compañía de un ingeniero del departamento de planificación de ELECAUSTRO. Por ello con base a criterio propio además del criterio de planificación y en base al conocimiento del proyecto y de la infraestructura disponible en el CHM se han considerado los siguientes parámetros para el análisis multicriterio:

- Dimensiones del canal
- Caudal mínimo para generación
- Velocidad de flujo de agua
- Diferencia de altura alcanzada
- Necesidad de obras civiles requeridas
- Cercanía a la red de distribución
- Cercanía a la vía para mantenimiento
- Existencia de cargas cercanas

2.1.2.1 Sitios seleccionados en el CHM

Después de realizar el recorrido a pie y la inspección en sitio del complejo hidroeléctrico Machángara en tres ocasiones, se procede a seleccionar y respaldar por medio de fotografías digitales los sitios en donde, debido a la infraestructura civil, protección contra la intemperie (malla, puerta o dentro de campamento),

cercanía a la red de distribución, cercanía a la vía, caudal y velocidad de agua en sitio; se han considerado apropiados para análisis en el presente estudio.

En total se escogieron 10 sitios donde se podría ubicar las micro turbinas hidroeléctricas de generación distribuida.

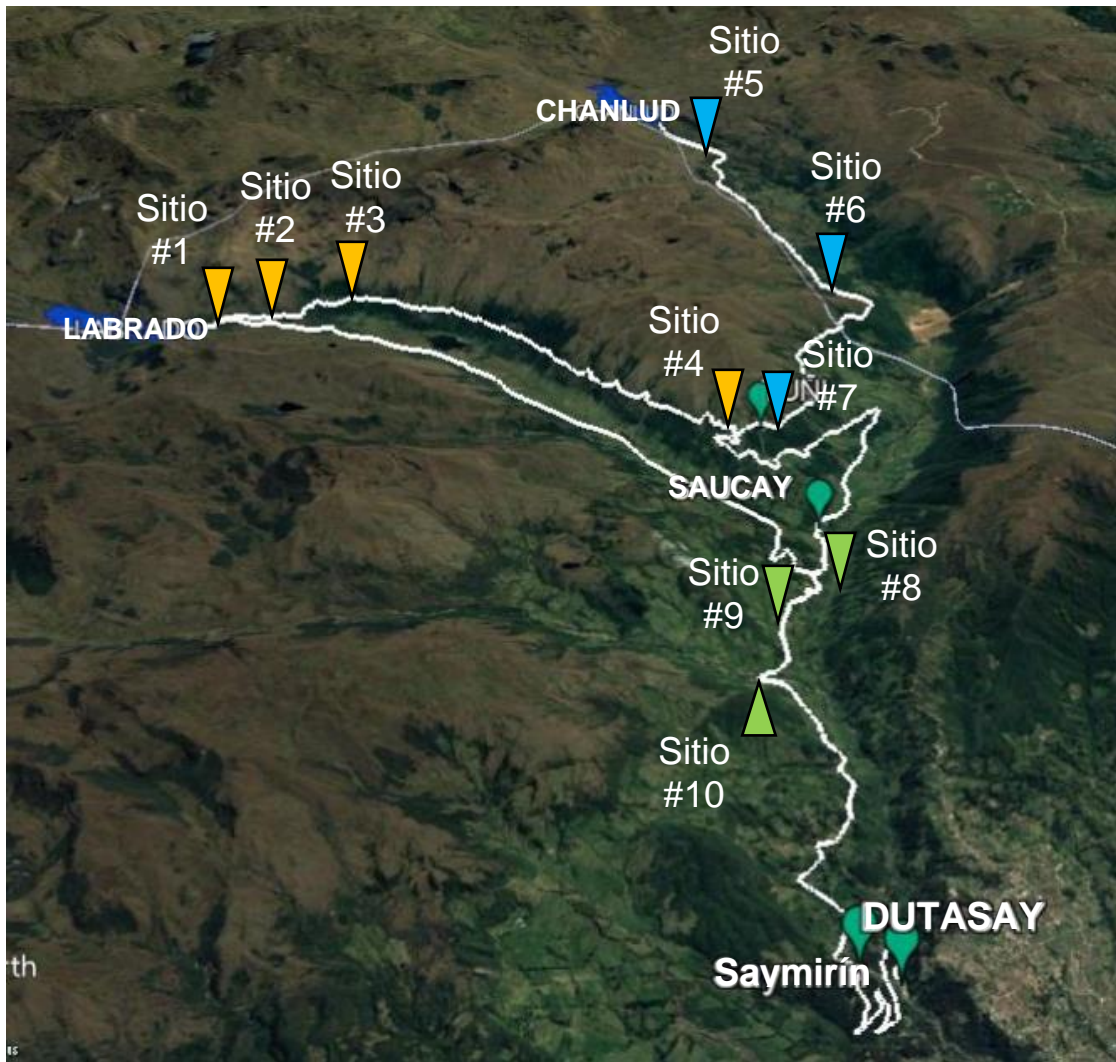


Figura N° 2.20 Ubicación de sitios escogidos dentro del complejo hidroeléctrico Machángara

Los siguientes, son los sitios escogidos y sus principales características:

Los sitios seleccionados se encuentran a lo largo de los canales del complejo hidroeléctrico Machángara, emplazándose los sitios 1, 2, 3 y 4 en el canal Labrado – Tuñi, por otro lado los sitios 5, 6 y 7 se encuentran en el canal Chanlud – Tuñi y finalmente los sitios 8, 9 y 10 se encuentran en el canal Bocacaz – Dutasay.

Los sitios seleccionados en el canal Labrado – Tuñi, presentan caudales constantes, canales con dimensiones adecuadas y fácil acceso desde la vía, pero por otra parte debido al recorrido del canal, no se encuentran velocidades considerables y por ello deberá analizarse posteriormente su beneficio para el presente estudio y descartar los sitios con inconvenientes.



Figura N° 2.21 Sitios seleccionados en el canal de Labrado – Tuñi

Los sitios determinados en el canal de Chanlud – Tuñi, presentan velocidades altas en comparación al resto de canales, se tienen canales con dimensiones adecuadas y el acceso desde la vía es favorable en los sitios. Por otro lado se

observa necesidad de obras civiles de baja complejidad y distancias grandes a campamentos y a la red de distribución, por ello debe analizarse posteriormente su permanencia en el estudio y de presentar sitios con inconvenientes deben ser descartados.

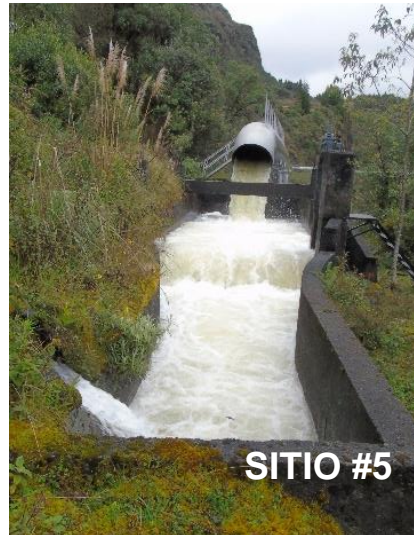


Figura N° 2.22 Sitios seleccionados en el canal Chanlud – Tuñi

Los sitios determinados en el canal Bocacaz – Dutasay presentan velocidades altas, cercanía a campamentos y a la red de distribución, sin embargo también se presentan inconvenientes como obras civiles de mediana complejidad lo que sugiere que los sitios deben ser correctamente evaluados y aquellos con inconvenientes deben ser excluidos del estudio como en canales previamente tratados.



Figura N° 2.23 Sitios seleccionados en el canal Bocacaz – Dutasay

La selección de sitios es realizada con el fin de calificarlos posteriormente en función de los parámetros delimitados para cada tecnología.

2.1.3 Metodología de valoración y ponderación de parámetros para delimitación de sitios

Una vez que se seleccionaron los sitios y se realizaron mediciones en los canales: tanto de dimensiones del canal, caudal, diferencia de altura en el sitio, distancias a la red de distribución, distancia a la vía y existencia de cargas cercanas; se procedió a calificar dichos parámetros y posterior a ello plasmar en una tabla las calificaciones de acuerdo a la metodología que se explicará a continuación.

2.1.3.1 Parámetro: “Dimensiones del canal”

Debido a que las dimensiones de las micro turbinas sumergibles son estandarizadas según el fabricante, debe considerarse como importante que los sitios donde se realiza el estudio puedan también adaptarse a las dimensiones mínimas o máximas según sea el caso de las turbinas seleccionadas.

Para la tecnología de turbina hidrocínética de canal tenemos los siguientes requerimientos en cuanto a dimensiones:

- Longitud de estructura de turbina: 2.65 m
- Ancho de estructura: 1.10 m
- Altura de estructura: 1.10 m
- Diámetro del rotor: 1.0 m

Por otro lado, la tecnología de turbina de derivación de canal con eje vertical, tiene los siguientes requerimientos de infraestructura:

- Diámetro exterior de la estructura espiral: 2 - 4 m
- Caída mínima requerida en sitio: 1 m
- Emplazamiento de derivación de canal: 0 – 20 m
- Emplazamiento paralelo al canal necesario: 3 – 5 m

Una vez que se han determinado los factores de dimensión que delimitan el empleo de cada una de las tecnologías; con la siguiente tabla de ponderación, se ha procedido a calificar los sitios seleccionados.

En la calificación se ha considerado el valor asignado entre 0 y 10; siendo 0 el escenario menos favorable y 10 el más favorable.

Tabla 9 Criterios de calificación en parámetro: dimensiones de canal

Ponderación	Justificación	Tecnología: Turbina hidrocínética de canal	Tecnología: Turbina de derivación de canal con eje vertical
0	Si las dimensiones del canal o del emplazamiento del mismo no permiten instalación	Cuando el ancho del canal sea menor a 1.1 m	Cuando el sitio imposibilite una derivación lateral de canal
2	Si el ancho del canal imposibilitan su funcionamiento adecuado	Cuando el canal sea >4 m y ello disminuya drásticamente la velocidad del agua	Cuando el canal sea >4 m y ello imposibilite tomar suficiente caudal
4	Si el ancho del canal disminuya eficiencia de la turbina o la capacidad de la derivación requerida	Cuando el ancho del canal sea entre 3 y 4 m	Cuando el ancho del canal sea entre 3 y 4 m
6	Si el ancho del canal no es adecuado pero puede funcionar en condiciones de caudales máximos	Cuando el ancho del canal sea entre 2 y 3 m	Cuando el ancho del canal sea entre 2 y 3 m
8	Si el ancho favorece su funcionamiento pero no lo optimiza	Cuando el canal sea < 2 m y la altura no afecte el funcionamiento	Con un ancho de canal de hasta 2 m
10	Si el ancho del canal se ajusta perfectamente a la turbina y ello optimiza su funcionamiento	Ancho del canal sea aproximadamente de 1.20 m	Ancho de canal aproximadamente de 1.4 m

2.1.3.2 Parámetro: “Caudal mínimo para generación en canales”

Como fue analizado en el estudio estadístico de los caudales 2.1.1, debe tenerse un caudal mínimo en canal para funcionamiento de la turbina hidrocínética de canal así como en la turbina de derivación de canal. Según consideraciones de los fabricantes: para la turbina hidrocínética de canal se considera que un funcionamiento aceptable se dé al operar al menos un 80% del año. Mientras que para la turbina de derivación de canal por ser de mayor potencia se considera un caudal constante que permita operar al menos 60% del año para un funcionamiento aceptable.[17], [18], [22]

Se realiza la siguiente tabla de calificación de caudales mínimos para cada uno de los tres canales en análisis:

Tabla 10 Criterios de calificación en parámetro: caudal mínimo para generación

CANALES	Labrado	Chanlud	Dutasay
<i>Caudal mínimo para generación turbina hidrocinética de canal</i>	1.25 m ³ /s	3.62 m ³ /s	2.1 m ³ /s
<i>Caudal mínimo para generación turbina derivación de canal</i>	1 m ³ /s	1 m ³ /s	1 m ³ /s
<ul style="list-style-type: none">Para la calificación a cada sitio seleccionado se pondera el porcentaje del año donde se tiene el caudal mínimo para generar con cada tecnología considerada. Es decir; un 60% de caudal mínimo al año significará un puntaje de 6, siendo 0 el escenario menos favorable y 10 el más favorable.			

2.1.3.3 Parámetro: “Diferencia de altura alcanzada en sitio de análisis”

En la turbina hidrocinética de canal, la generación se ve afectada principalmente por la velocidad de agua del caudal presente. A pesar de que el caudal sea grande pero sea un flujo lento, la generación será ineficiente.

Mientras que para la turbina de derivación de canal se requiere 1m de altura en una longitud de canal de entre 3 y 20m para su óptimo funcionamiento. Por ello el tener esta altura mínima será importante para que en el sitio sea factible implementar esta tecnología.

La siguiente tabla de calificación de la altura en sitio considera las necesidades de las dos tecnologías de turbina en los canales:

Tabla 11 Criterios de calificación en parámetro: altura en sitio

Tecnología:	Altura Alcanzada:	Ponderación:
<i>Turbina hidrocinética de canal (emplazamiento de 20 m)</i>	Mayor a 2 m	10
	Entre 1 y 2 m	5
	Menor a 1 m	0
<i>Turbina derivación de canal</i>	Mayor a 1.5 m	10
	Entre 1 y 1.5 m	5
	Menor a 1 m	0

2.1.3.4 Parámetro: “Necesidad de obras civiles”

Para la turbina hidrocínética de canal puede optimizarse el flujo de caudal al reducir la sección del canal donde sea posible, para así crear efecto Venturi que acelera el caudal en una sección menor.

Para la turbina de derivación de canal con eje vertical se requiere hacer obras laterales al canal y desde el desfogue de la turbina para encausar nuevamente el caudal hacia el canal o la vertiente original para que el proyecto sea factible.

Tabla 12 Criterios de calificación en parámetro: obras civiles

<i>Tecnología:</i>	<i>Obras civiles requeridas:</i>	<i>Ponderación:</i>
<i>Turbina hidrocínética de canal (reducción de área de canal)</i>	Requiere construir nuevo canal / obras en azud o similar	4
	Requiere reducir sección de canal mayor a 2m	6
	Requiere reducir sección de canal menor a 2m	8
<i>Turbina derivación de canal (emplazamiento de canal lateral y desfogue)</i>	Requiere obra civil compleja y el sitio imposibilita	4
	Requiere desvío de canal, desfogue a río y nuevamente captación	6
	Requiere adecuación civil ya que el canal esta ya desviado	8

2.1.3.5 Parámetro: “Cercanía a la red de distribución”

Debido a la naturaleza del proyecto y los niveles de potencia generados por las turbinas se debe inyectar la energía en redes de bajo y medio voltaje dependiendo del modelo de turbina escogido en cada punto. Ya que hay caída de tensión según las normas de instalación que son inadmisibles; se han tomado dichos valores como límite para nuestro estudio. [23]

En la tabla 13, se detallan los valores máximos de caída de tensión y las distancias referenciales según las topologías para cada tecnología.

Tabla 13 Criterios de calificación en parámetro: cercanía a red de distribución

Caída de tensión según distancia - Turbina hidrocínética de canal			
porcentaje admisible:		5%	Con bus de CC a 450V
máxima corriente:		11.11111111	
Distancia	VD	%	Calificación
50	0.275	0.55	10
100	1.1	1.1	9
150	2.475	1.65	8
200	4.4	2.2	7
250	6.875	2.75	6
300	9.9	3.3	5
400	17.6	4.4	4
500	27.5	5.5	0

Tabla 14 Criterios de calificación en parámetro: cercanía a red de distribución

Caída de tensión debido a distancia - Turbina de derivación de canal – 15kW / 50kW / 100kW				
Porcentaje admisible de caída de tensión	5%	Bus de CC hasta: 1000 / 1100 / 1100		
Modelo Turbina:	15kW	50kW	100kW	
máxima corriente:	17.2 * 2	28.5 * 4	40.6 * 2	
Distancia	% Caída de tensión			Calificación
50	0.04257	0.04184318	0.0387	10
100	0.17028	0.16737273	0.1548	9
150	0.38313	0.37658864	0.3483	8
200	0.68112	0.66949091	0.6192	7
250	1.06425	1.04607955	0.9675	6
300	1.53252	1.50635455	1.3932	5
400	2.72448	2.67796364	2.4768	4
500	4.257	4.18431818	3.87	3
600	6.13008	6.02541818	5.5728	0

2.1.3.6 Parámetro: “Cercanía a vías para mantenimiento y control”

Debido a que los equipos en ambas tecnologías que forman parte en la generación distribuida pueden sufrir averías, fallas y daños, deben ser atendidos con un plan preventivo y en caso de necesitarse; con acciones correctivas.

Tabla 15 Criterios de calificación en parámetro: cercanía a vías

<i>Tecnología:</i>	<i>Distancia</i>	<i>Ponderación</i>
<i>Turbina hidrocínética de canal</i>	<i><20 m</i>	<i>10</i>
	<i>20 m – 40 m</i>	<i>5</i>
	<i>> 40 m</i>	<i>0</i>
<i>Turbina derivación de canal</i>	<i><30 m</i>	<i>10</i>
	<i>30 m – 60 m</i>	<i>5</i>
	<i>> 60 m</i>	<i>0</i>

2.1.3.7 Parámetro: “Existencia de carga cercana”

En el CHM existen campamentos, centrales, haciendas y viviendas conectados a la red de energía, los cuales son los usuarios beneficiados directa o indirectamente por los proyectos de generación distribuida aquí estudiados. Por ello la cercanía de los sitios seleccionados es un factor a considerar además que debido a la falta de regulaciones en el sector eléctrico aún no se podría inyectar energía a la red con beneficio económico para ELECAUSTRO S.A., con esto será considerablemente mejor un sitio cercano a instalaciones de ELECAUSTRO antes que un sitio donde se deba inyectar energía directamente a la red.

Los rangos para la calificación considerarán rangos de distancia de 50 m; se ha visto conveniente ya que en un tramo de 50 m se deberá realizar una extensión de red que incluye postes, conductores, herrajes que tienen un rubro considerable.

La Tabla 16 Criterios de calificación en parámetro: existencia de carga cercana muestra la calificación asignada a los sitios según las cargas cercanas a ellos.

Tabla 16 Criterios de calificación en parámetro: existencia de carga cercana

<i>Distancia de la carga</i>	<i>Calificación</i>
En sitio	10
< 50 m	9
< 100 m	8
< 150 m	7
< 200 m	6
< 250 m	5
< 300 m	4
< 350 m	3
< 400 m	2
< 450 m	1

2.1.3.8 Parámetro: “Velocidad del flujo de agua en sitio”

Para la tecnología de turbina hidrocínética de canal, el parámetro de velocidad del fluido es de vital importancia para su funcionamiento y por ende para determinar si el sitio es propicio. En las especificaciones técnicas del fabricante y en estudios de diseño de micro turbinas [24], [25] se observa como la potencia generada aumenta proporcionalmente de manera exponencial a la velocidad del fluido, Figura N° 2.27 Curva de potencia entregada por el fabricante. Fuente: Para el modelo específico de turbina hidrocínética de canal de este análisis, se tiene que la velocidad nominal de funcionamiento es 3.1m/s generando 5 kW, con esta premisa se desarrolla la tabla 17 donde se muestra los criterios de calificación para el parámetro de velocidad del flujo de agua.

Tabla 17 Criterios de calificación en parámetro: Velocidad del flujo de agua

<i>Velocidad del Flujo de agua</i>	<i>Energía generada en la turbina hidrocínética de canal</i>	<i>Calificación</i>
3.1 m/s	5 kW	10
2.5 m/s	3 kW	8
2 m/s	1.5 kW	6
1.5 m/s	750 W	4
1 m/s	400 W	2
0.5 m/s	0 W	0

Este parámetro es considerado únicamente en la turbina hidrocínética de canal debido a que no es relevante para la turbina de derivación de canal con eje vertical, puesto que existe el parámetro de “Caudal mínimo para generación”.

2.1.4 Calificación y determinación de sitios

Con la valoración y ponderación citadas en el punto 2.1.3, se procede a calificar los sitios seleccionados dentro del CHM. La ponderación o peso de cada parámetro es diferente para las dos tecnologías ya que en ellas se prioriza el recurso de acuerdo a su funcionamiento. La ponderación es asignada por los actores del proyecto, en este caso por el autor y según la conveniencia de la planificación de ELECAUSTRO. [26]

La Tabla 18 Ponderación asignada a los parámetros de calificación, muestra los pesos de cada parámetro para calificar los sitios seleccionados:

Tabla 18 Ponderación asignada a los parámetros de calificación

TURBINA HIDROKINETICA DE CANAL		TURBINA DE DERIVACION DE CANAL O RÍO	
<i>DIMENSIONES DEL CANAL EN SITIO</i>	10%	<i>DIMENSIONES DEL CANAL EN SITIO</i>	10%
<i>NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL DUTASAY</i>	20%	<i>NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL DUTASAY</i>	25%
<i>NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL LABRADO</i>	20%	<i>NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL LABRADO</i>	25%
<i>NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL CHANLUD</i>	20%	<i>NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL CHANLUD</i>	25%
<i>ALTURA ALCANZADA EN EL SITIO DE ANÁLISIS</i>	7.50%	<i>ALTURA ALCANZADA EN EL SITIO DE ANÁLISIS</i>	15%
<i>NECESIDAD DE OBRAS CIVILES / DESVIOS DE CANAL</i>	10%	<i>NECESIDAD DE OBRAS CIVILES / DESVIOS DE CANAL</i>	20%
<i>CERCANÍA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN / BT, MT</i>	10%	<i>CERCANÍA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN / BT, MT</i>	12.5%
<i>CERCANÍA A LA VÍA PARA MANTENIMIENTO Y CONTROL</i>	10%	<i>CERCANÍA A LA VÍA PARA MANTENIMIENTO Y CONTROL</i>	10%
<i>EXISTENCIA DE CARGAS CERCANAS / DISTANCIA</i>	7.5%	<i>EXISTENCIA DE CARGAS CERCANAS / DISTANCIA</i>	7.5%
<i>VELOCIDAD DEL FLUJO DE AGUA</i>	25%	-	-

En las figuras 2.24 y 2.25 se muestra los cuadros de calificación para los diez sitios escogidos dentro del CHM, tanto para la tecnología de turbina hidrocínética de canal como para la tecnología de turbina de derivación de canal con eje

vertical. Asegurando con ello el análisis multicriterio, respetando los parámetros planteados para los sitios que este estudio considera como factibles para generación distribuida. [26]

SITIOS DE ESTUDIO, PARA ANÁLISIS DE PRE-FACTIBILIDAD EN PROYECTO DE TURBINAS SUMERGIBLES EN CANALES DE CONDUCCIÓN EN EL CHM													
CRITERIOS DE SELECCIÓN	DIMENSIONES DEL CANAL EN SITIO	NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL DUTACAY	NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL LARRABO	NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN CANAL CHANLUP	ALTURA ALCANZADA EN EL SITIO DE ANÁLISIS	NECESIDAD DE OBRAS CIVILES / DESVIOS DE CANAL	CERCANÍA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN / BT, MT	CERCANÍA A LA VÍA PARA MANTENIMIENTO Y CONTROL	EXISTENCIA DE CARGAS CERCANAS / DISTANCIA	VELOCIDAD DEL FLUJO DE AGUA	CALIFICACIÓN PONDERADA SOBRE 10	IDONEIDAD PARA TURBINA SUMERGIBLE DE CANAL	OBSERVACION SOBRE SITIO
SITIO #1	A:1.45m H:1.60m	--	Lluvioso: 3m ³ /s Estiaje:1.6m ³ /s Min:1.25m ³ /s	--	1.5-2.5 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	150 m	60 m	200 m	1 m/s	5.3	NO	
	8		6.5		10	8	7	0	6	2			
SITIO #2	A:1.45m H:1.60m	--	Lluvioso: 3m ³ /s Estiaje:1.6m ³ /s Min:1.25m ³ /s	--	<1m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	120 m	40 m	200 m	0.5 m/s	4.65	NO	
	8		6.5		0	8	8	5	6	0			
SITIO #3	A:1.45m H:1.60m	--	Lluvioso: 3m ³ /s Estiaje:1.6m ³ /s Min:1.25m ³ /s	--	<1 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	80 m	40 m	200	1 m/s	5.15	NO	
	8		6.5		0	8	8	5	6	2			
SITIO #5	A:1.50m H:1.60m	--	--	Lluvioso: 3.8m ³ /s Estiaje:2.31m ³ /s Min:3.6m ³ /s	1.5 - 2 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	142 m	15 m	> 500 m	1.5 m/s	6.725	TERCER MEJOR SITIO	REQUERIRÍA OBRAS CIVILES PARA TURBINA ES UN LUGAR ÓPTIMO POR VELOCIDAD
	8			7.5	10	8	8	10	1	4			
SITIO #6	A:1.70m H:1.80m	--	--	Lluvioso: 3.8m ³ /s Estiaje:2.31m ³ /s Min:3.6m ³ /s	<1 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	219 m	<5 m	> 500 m	0.5 m/s	4.775	NO	
	8			7.5	0	8	6	10	1	0			
SITIO #7	A:1.70m H:1.80m	--	--	Lluvioso: 3.8m ³ /s Estiaje:2.31m ³ /s Min:3.6m ³ /s	<1 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	87 m	<5 m	200	1.5m/s	6.9	SEGUNDO MEJOR SITIO	SITIO PROPIO POR VELOCIDAD Y CERCANÍA
	8			7.5	5	8	9	10	7	4			
SITIO #9	A:1.40m H:1.0m	Lluvioso: 2.6m ³ /s Estiaje:1.91m ³ /s Min:2.1m ³ /s	--	--	1 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	220 m / mod. 22 m	<5 m	20 m	0.5 m/s	5.35	NO	
	4	7.5			5	8	6	10	9	0			
SITIO #10	A:1.70m H:2.50m / ALTO: 2.50m	Lluvioso: 2.6m ³ /s Estiaje:1.91m ³ /s Min:2.1m ³ /s	--	--	1 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	50 m	<5 m	50 m	1.5 m/s	7.15	MEJOR SITIO	
	8	7.5			5	8	10	10	9	4			

Figura N° 2.24 Cuadro de calificación de sitios para turbina hidrocínética de canal

SITIOS DE ESTUDIO, PARA ANÁLISIS DE PRE-FACTIBILIDAD EN PROYECTO DE TURBINAS SUMERGIBLES EN CANALES DE CONDUCCIÓN EN EL CHM												
CRITERIOS DE SELECCIÓN	DIMENSIONES DEL CANAL EN SITIO	NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN	NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN	NIVEL MÍNIMO DE CAUDAL P/GENERACIÓN	ALTURA ALCANZADA EN EL SITIO DE ANÁLISIS	NECESIDAD DE OBRAS CIVILES / DESVIOS DE CANAL	CERCANÍA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN / BT, MT	CERCANÍA A LA VÍA PARA MANTENIMIENTO Y CONTROL	EXISTENCIA DE CARGAS CERCANAS / DISTANCIA	CALIFICACIÓN PONDERADA SOBRE 10	INDICADOR PARA TURBINA SUMERGIBLE DE CANAL	OBSERVACIONES SOBRE SITIO
SITIO #1	A:1.45m H:1.60m	--	Lluvioso: 3m³/s Estiaje: 1.6m³/s Min: 1.25m³/s	--	1.5-2.5 m	Requiere adecuación civil	150 m	60 m	200 m	7.35	TERCER MEJOR SITIO	LAS OBRAS CIVILES EN EL LUGAR Y CAUDAL SUFICIENTE PLANTEAN UN SITIO IDÓNEO
	8				10	8	8	5	6			
SITIO #4	A:2.0m H:1.60m	--	Lluvioso: 3m³/s Estiaje: 1.6m³/s Min: 1.25m³/s	--	<1 m	Requiere adecuación civil	142 m	<5 m	100	6.3	NO	NO ES LUGAR IDÓNEO DEBIDO AL EXCESO DE OBRAS CIVILES
	6				0	8	8	10	8			
SITIO #5	A:1.50m H:1.60m	--	--	Lluvioso: 3.8m³/s Estiaje: 2.31m³/s Min: 3.6m³/s	1.5 m	Requiere desvío de canal y nuevamente captación	142 m	15 m	> 500 m	6.825	NO	NO ES LUGAR IDÓNEO AUNQUE PRESENTA CARACTERÍSTICAS
	8				5	6	8	10	1			
SITIO #8	A:1.4m-5m H:1.4m-3m	Lluvioso: 2.6m³/s Estiaje: 1.91m³/s Min: 2.1m³/s	--	--	1 - 1.5 m	Requiere adecuación civil	190 m / mod. 64m	10m	100 m	7.875	SEGUNDO MEJOR SITIO	LAS OBRAS CIVILES EN EL LUGAR Y CAUDAL SUFICIENTE PLANTEAN UN SITIO IDÓNEO
	8				5	8	7	10	8			
SITIO #9	A:1.40m H:1.0m	Lluvioso: 2.6m³/s Estiaje: 1.91m³/s Min: 2.1m³/s	--	--	1 m	Requiere obra civil de desvío y captación	220 m / mod. 22 m	<5 m	20 m	7.025	NO	NO ES LUGAR IDÓNEO AUNQUE PRESENTA CARACTERÍSTICAS
	4				5	6	6	10	9			
SITIO #10	A:1.70m H:2.50m / ALTO: 2.50m	Lluvioso: 2.6m³/s Estiaje: 1.91m³/s Min: 2.1m³/s	--	--	1 m	Requiere reducir ancho de canal efectivo con diques.	50 m	<5 m	10 m	8.4	MEJOR SITIO	LAS OBRAS CIVILES EN EL LUGAR Y CAUDAL SUFICIENTE PLANTEAN UN SITIO IDÓNEO
	8				5	8	10	10	10			

Figura N° 2.25 Cuadro de calificación de sitios para turbina de derivación de canal con eje vertical

La definición de sitios nos permite analizar escenarios específicos, donde intervienen las dos tecnologías en un canal determinado. En las figuras 2.24 y 2.25 se han calificado los sitios seleccionados para las dos tecnologías respectivamente y señalado en la Tabla 19 los tres mejores sitios para cada tecnología. En la tecnología de turbina hidrocínética de canal se ha descartado el tercer mejor sitio debido al lejano emplazamiento del inicio de la tubería de conducción por ello solo se tiene dos sitios para el análisis. Por otro lado, para la tecnología de turbina de derivación de canal conservando los tres sitios debido a que en ellos se ha observado que técnicamente se podría implementar esta tecnología de generación distribuida.

Tabla 19 Mejores sitios en cada tecnología

<i>TURBINA HIDROKINÉTICA DE CANAL</i>		<i>TURBINA DE DERIVACION DE CANAL CON EJE VERTICAL</i>	
<i>SITIO SELECCIONADO</i>	<i>Calificación</i>	<i>SITIO SELECCIONADO</i>	<i>Calificación</i>
<i>Sitio #10</i>	<i>7.225</i>	<i>Sitio #10</i>	<i>8.4</i>
<i>Sitio #5</i>	<i>6.725</i>	<i>Sitio #8</i>	<i>7.875</i>
<i>Sitio #7</i>	<i>6.45</i>	<i>Sitio #1</i>	<i>7.35</i>

Los sitios son ubicados dentro del mapa del complejo hidroeléctrico Machángara como se muestra en la figura 2.26, sus coordenadas y referencia de ubicación se detallan en las tablas 20 y 21 para los sitios de cada tecnología respectivamente.



Figura N° 2.26 Sitios considerados para estudio de pre factibilidad

Tabla 20 Coordenadas y referencia de ubicación de sitios para tecnología de turbina hidrocinética de canal

Sitios	Latitud	Longitud
Sitio #5	2°41'3.93"S	79° 1'50.60"O
Inicio canal de Chanlud		
Sitio #10	2°46'25.89"S	79° 1'4.56"O
Canal de Dutasay		

Tabla 21 Coordenadas y referencia de ubicación de sitios para tecnología de turbina de derivación con eje vertical

Sitios	Latitud	Longitud
Sitio #1	2°43'46.66"S	79° 4'21.08"O
Pie de presa Labrado		
Sitio #8	2°45'35.54"S	79° 0'46.40"O
Bocacaz		
Sitio #10	2°46'25.89"S	79° 1'4.56"O
Canal de Dutasay		

Tabla 22 Definición de sitios para potencial energético

	TURBINA HIDROKINÉTICA DE CANAL		TURBINA DE DERIVACION DE CANAL CON EJE VERTICAL		
	Sitio #10	Sitio #5	Sitio #10	Sitio #8	Sitio #1
Canal Chanlud		Segundo mejor sitio			
Canal Labrado					Tercer mejor sitio
Canal Dutasay	Mejor sitio		Mejor sitio	Segundo mejor sitio	

2.2 ANÁLISIS DEL POTENCIAL ENERGÉTICO

El estudio energético hace referencia a los procedimientos para estimar los modelos matemáticos de los dos tipos de tecnologías propuestas, la energía eléctrica que podrían generar en los escenarios seleccionados como factibles para el emplazamiento de dichas tecnologías y pronosticar el comportamiento que podría tener esta generación.

Para este fin se definió las formulaciones matemáticas que describen la generación de energía eléctrica en cada una de las tecnologías estudiadas y con el recurso hídrico disponible en los canales del CHM.

2.2.1 Formulación matemática de turbina hidrocínética para canal de eje horizontal

Para una correcta formulación matemática se realizaron tres procedimientos; primero se analizó la curva de potencia entregada por el fabricante de la turbina seleccionada. Segundo, se formuló la ecuación de una turbina cinética de flujo perpendicular. Finalmente, se modeló por medio de media móvil y regresión polinómica.

- La curva de potencia entregada por el fabricante describe el comportamiento de la turbina hidrocínética al funcionar en un caudal constante a partir de velocidades entre 1 m/s y 3.1 m/s. Esta curva fue elaborada en el “Instituto SVA Potsdam” en Berlín, Alemania.

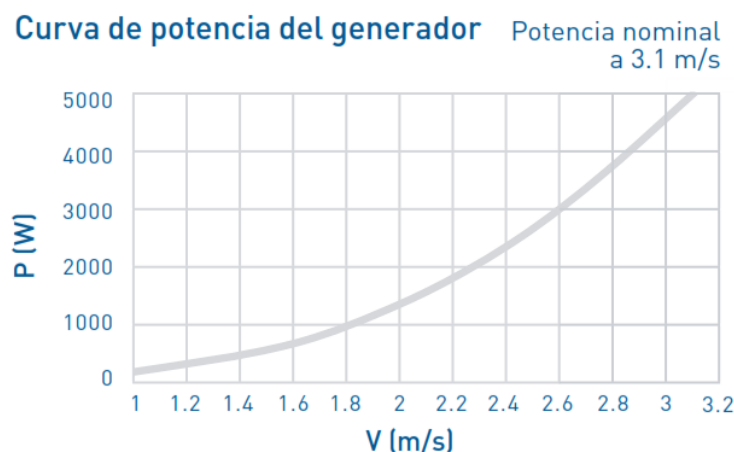


Figura N° 2.27 Curva de potencia entregada por el fabricante. Fuente: Instituto SVA Potsdam

- La formulación del modelo matemático para la turbina hidrocínética de canal fue desarrollada a partir de la ecuación de energía cinética en un sistema hidro cinético:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (1)$$

De donde podemos reemplazar la masa por $m = \delta * V$; obteniendo:

$$E_c = \frac{1}{2} * \delta * V * v^2 \quad (2)$$

Ahora, planteamos la potencia como una unidad de energía en un determinado intervalo de tiempo “t”, de esta manera obtuvimos la potencia mecánica que se ejerce en la turbina:

$$P_m = \frac{1}{2} * \delta * \frac{V}{t} * v^2 \quad (3)$$

Posterior, para relacionar las ecuaciones con las variables puntuales de nuestro proyecto (caudal, velocidad de agua y potencia eléctrica), planteamos que el volumen por unidad de tiempo, es el caudal Q , que a su vez se puede plantear como: área por velocidad, siempre y cuando nos refiramos al área de barrido de dicho caudal y la velocidad del agua que incide perpendicularmente con la turbina.

$$P = \frac{1}{2} * \delta * Q * v^2 \quad (4)$$

$$P = \frac{1}{2} * \delta * A * v * v^2 \quad (5)$$

$$P = \frac{1}{2} * \delta * \pi * R^2 * v^3 \quad (6)$$

Finalmente se obtiene que la potencia eléctrica en la turbina hidrocínética de eje horizontal, así como en una turbina eólica, será representada por la ecuación (7) considerando la eficiencia de la turbina y sus dimensiones constructivas. [27]

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{1}{2} * \delta * \pi * r^2 * v^3 * \eta \quad (7)$$

Teniendo para nuestro caso la consideración especial que el agua tiene una densidad mucho mayor a la del aire, siendo 1000kg/m³; pero con un área de barrido pequeña debido a las aspas de la turbina hidrocínética que cubren una circunferencia de 1m de diámetro.

Por otro lado como se ha establecido en la ley de Betz: “La máxima potencia que se puede obtener, en teoría, de un fluido en corriente libre, con una turbina ideal nunca puede superar al 59,26% de la potencia del flujo incidente.” En la práctica este valor deberá ser afectado por los rendimientos de los distintos componentes del sistema; turbina, inversor, transporte, por ello no se podría esperar que el rendimiento sea mayor a un 50% del valor teórico. [28]

Se ha introducido además el coeficiente de potencia, que hace referencia al rendimiento del rotor con respecto al flujo incidente; siendo el más eficiente el

rotor de 3 aspas [29] [30] por lo cual para nuestro modelo tendremos la ecuación final:

$$P_{\text{eléctrica}} = \frac{1}{2} * \delta * \pi * r^2 * v^3 * C_p \quad (8)$$

Siendo C_p aproximadamente 0.4 en un rotor de 3 aspas, que representaría la eficiencia global de la conversión de energía.

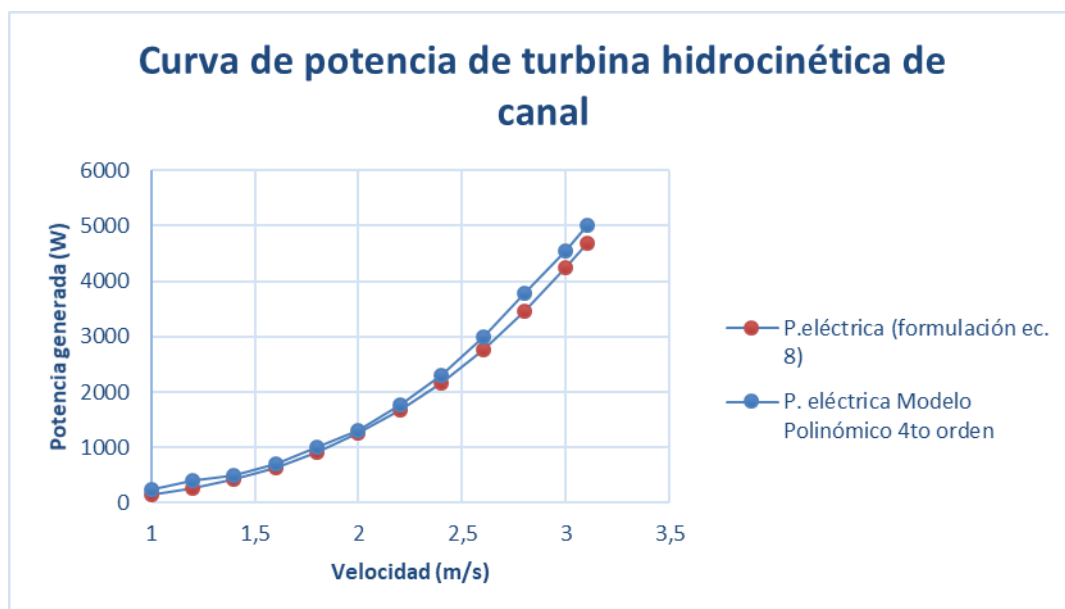


Figura N° 2.28 Curva de potencia del modelo matemático realizado comparada con el modelamiento polinómico de cuarto grado

Se observa que la potencia obtenida con el modelamiento matemático es menor a la gráfica suministrada por el fabricante, esto se debe al rendimiento bajo que supone la fuente bibliográfica consultada ($C_p=0.4$). [27]

- Finalmente se realizó el modelo de media móvil y regresión polinómica para identificar cuál de ellos es el más exacto en nuestro análisis.

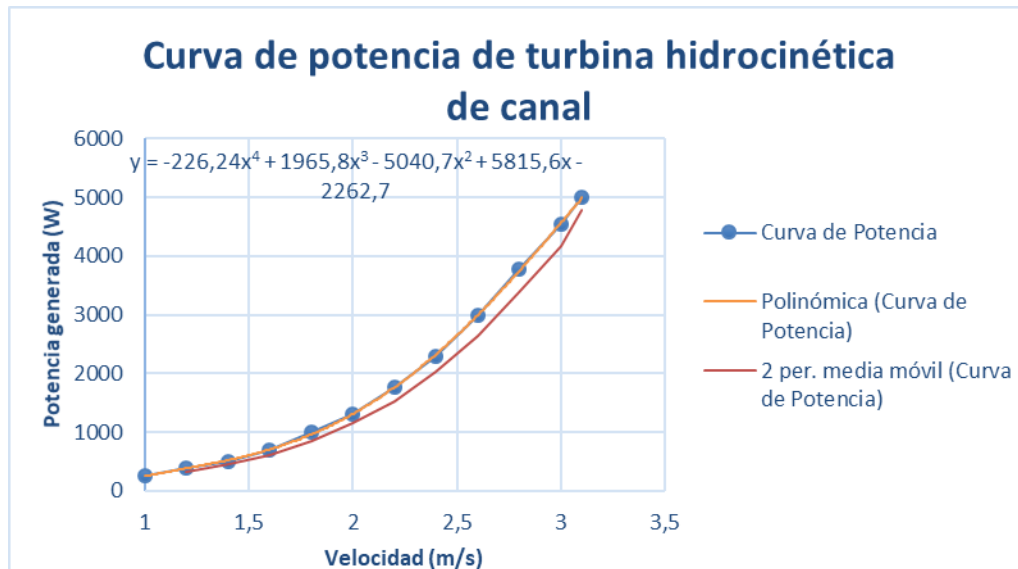


Figura N° 2.29 Curva de potencia y modelos de regresión lineal y media móvil de periodo 2.

En la gráfica 2.29 se observa que el modelo matemático polinomial de cuarto grado es preciso en el cálculo de los valores de la curva de potencia de la turbina hidrocinética de canal, mientras que el modelo de media móvil propone valores menores a la curva suministrada por el fabricante.

$$P_{\text{eléctrica}} = -226.24v^4 + 1965.8v^3 - 5040.7v^2 + 5815.6v - 2262.7 \quad (9)$$

- Las ecuaciones (8) y (9), basadas en la velocidad del fluido, son bastante exactas para esta tecnología y serán las empleadas en la estimación energética para la turbina hidrocinética de canal.

2.2.2 Formulación matemática de turbina de derivación de canal con eje vertical

Para la formulación matemática de esta segunda tecnología se realizaron dos procedimientos; el primero fue encontrar, en base a las curvas otorgadas por el

fabricante, las ecuaciones que describan el funcionamiento de estas turbinas tipo frente a un caudal dado. El segundo procedimiento consistió en la formulación matemática por medio de la ecuación de potencia eléctrica de una central.

- En el primer procedimiento se toma en cuenta que la altura lograda en los sitios escogidos no supera los 2 metros. Con ello se han determinado 3 modelos que describe el funcionamiento a diferentes alturas, los modelos han sido obtenidos de información brindada por el fabricante a diferentes alturas (1.5m, 1.75m y 2m) y con caudales variables entre 0 y 5 m³/s.

Las curvas de potencia de 1.5m y 1.75m se pueden consultar en el Anexo 2.

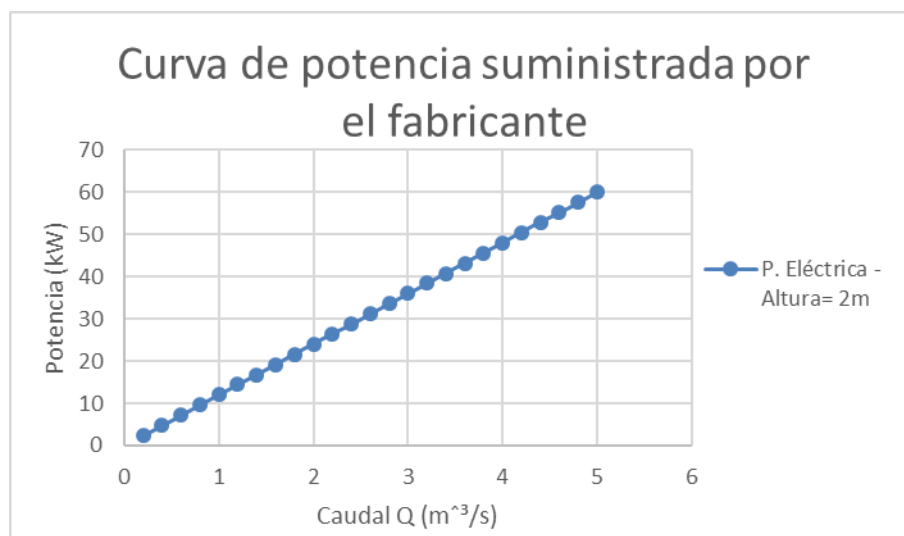


Figura N° 2.30 Curva de potencia entregada por el fabricante para altura de 2m. Fuente: Fabricante de turbina tipo de eje vertical

Y de dichos modelos lineales se extraen las siguientes ecuaciones:

$$P_{e1.5} = 8.98972603 * Q \quad (10)$$

$$P_{e1.75} = 10.4880137 * Q \quad (11)$$

$$P_{e2} = 11.9863014 * Q \quad (12)$$

Para las alturas de 1.5m, 1.75m y 2m correspondientemente.

- Para el segundo procedimiento de modelamiento, debido a que la modelación de una turbina de eje vertical con características constructivas particulares como lo es la turbina tipo de eje vertical es una tarea compleja y está fuera del alcance de este estudio de pre factibilidad, se empleará únicamente un modelo simplificado de generación hidroeléctrica y se ajustará la eficiencia con la capacidad real de generación de la tecnología aquí discutida.

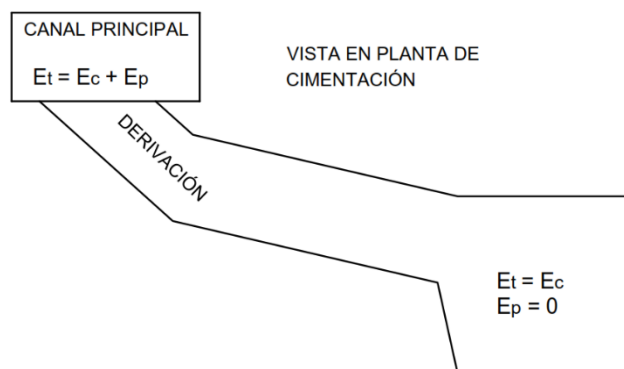


Figura N° 2.31 Energía aprovechable en el canal de agua

- Se ha tomado la ecuación de energía en el canal con energía inicial compuesta de energía potencial y energía cinética:

$$E_T = E_p + E_c \quad (13)$$

$$E_T = m * g * h + \frac{1}{2} m * v^2 \quad (14)$$

$$E_T = \delta * Q * t * g * h + \frac{1}{2} \delta * V * v^2 \quad (15)$$

$$E_T = \delta * Q * t * g * h + \frac{1}{2} \delta * Q * t * v^2 \quad (16)$$

$$P_e = \delta * Q * g * h * \eta_1 + \frac{1}{2} \delta * Q * v^2 \quad (17)$$

$$P_e = \delta * Q * \left(g * h * \eta_1 + \frac{1}{2} v^2 \right) \quad (18)$$

Donde;

P_e = potencia en kilovatios (kW)

δ = densidad del fluido en kg/m³

g = aceleración de la gravedad (m/s²)

η_1 = rendimiento total del conjunto turbina, generador y acoplamiento

Q = caudal turbinable en m³/s

h = desnivel disponible en canal hasta 20 m aguas arriba

Con los valores propuestos del modelo matemático de la ecuación (18) se ha modelado la curva de potencia y contrastado con la curva de potencia dada por el fabricante. El contraste se realiza para verificar si el modelo se asemeja al verdadero funcionamiento de la turbina, figura 2.32.

Para el modelo matemático usado se comprueba que se obtienen resultados eficientes al momento de predecir la energía generada para turbinas de potencia entre 15 y 100 kW. [31]

Las curvas de potencia obtenidas por medio de modelamiento matemático para $H=1.5\text{m}$ y $h=1.75\text{m}$ pueden ser consultadas en el Anexo 2.

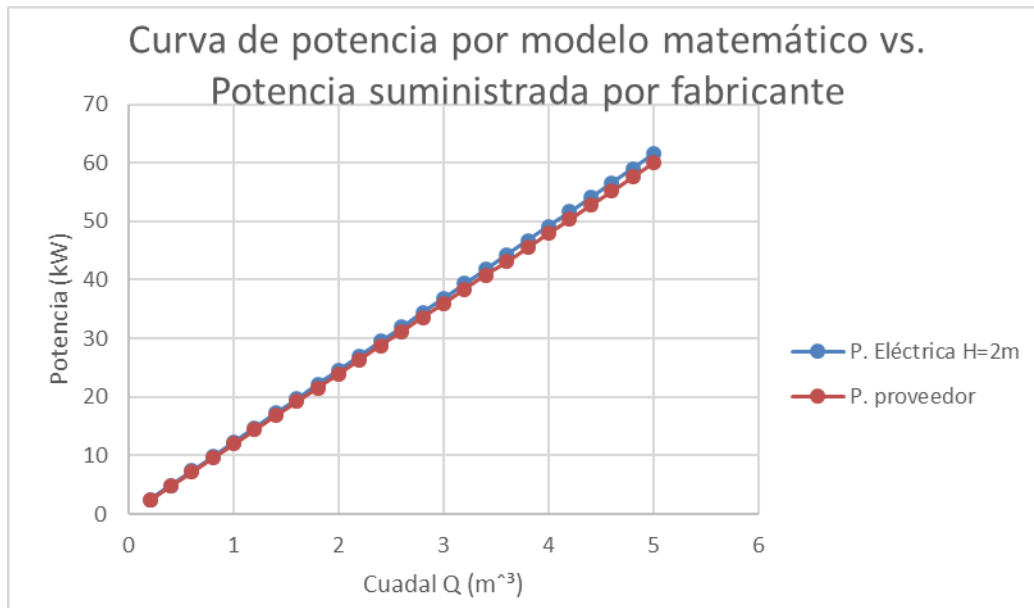


Figura N° 2.32 Curva de potencia del modelo matemático realizado comparado con la curva brindada por el fabricante

Ya que el modelo matemático propuesto pronostica valores mayores a los proporcionados por el fabricante se emplearán las ecuaciones (10), (11) y (12) posteriormente para el análisis energético.

2.2.3 Producción energética con turbina hidrocínética de canal con eje horizontal

Se planteó en el punto 2.2.1, la ecuación (9) resultante del ajuste polinomial de cuarto orden será usada en la estimación de energía desde el año 2016 hasta la proyección 2019.

Parámetros a considerar:

- El caudal en los canales del CHM a pesar de tener una magnitud considerable, no son conducidos por grandes pendientes y por ende se presentan velocidades bajas.

- Los datos disponibles en los canales del CHM son de caudal, por ello se ha realizado una transformación entre caudal y velocidad utilizando una sección media del canal de Chanlud y Dutasay ya que en esos dos canales se tiene sitios factibles.
- La relación entre caudal y altura en canal para los canales de Chanlud y Dutasay, necesaria para determinar la velocidad se puede consultar en el Anexo 2.

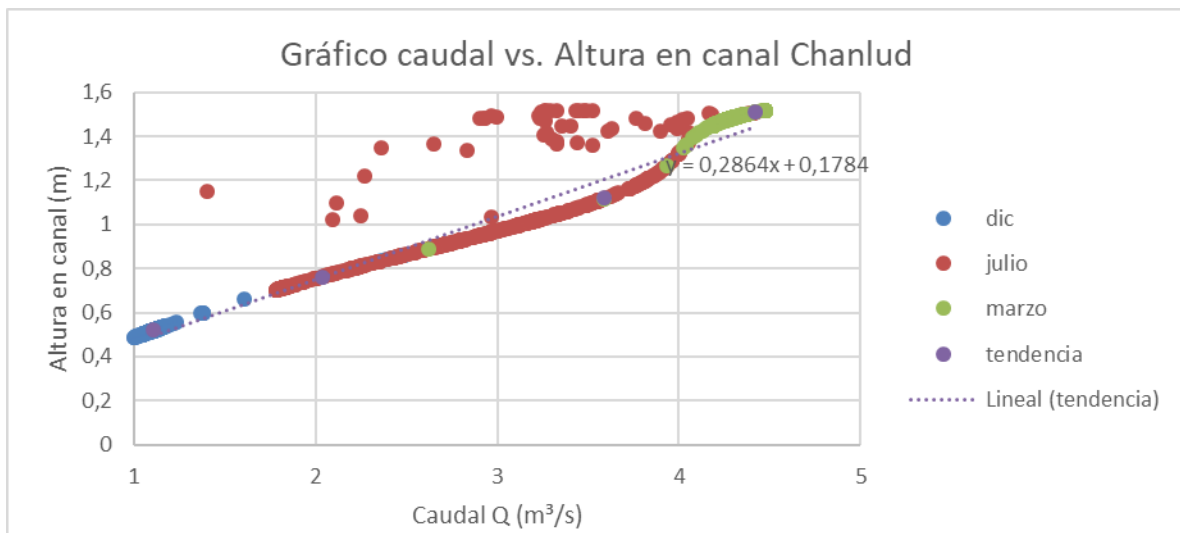


Figura N° 2.33 Gráfico de relación entre caudal y altura en canal para determinar velocidad en canal

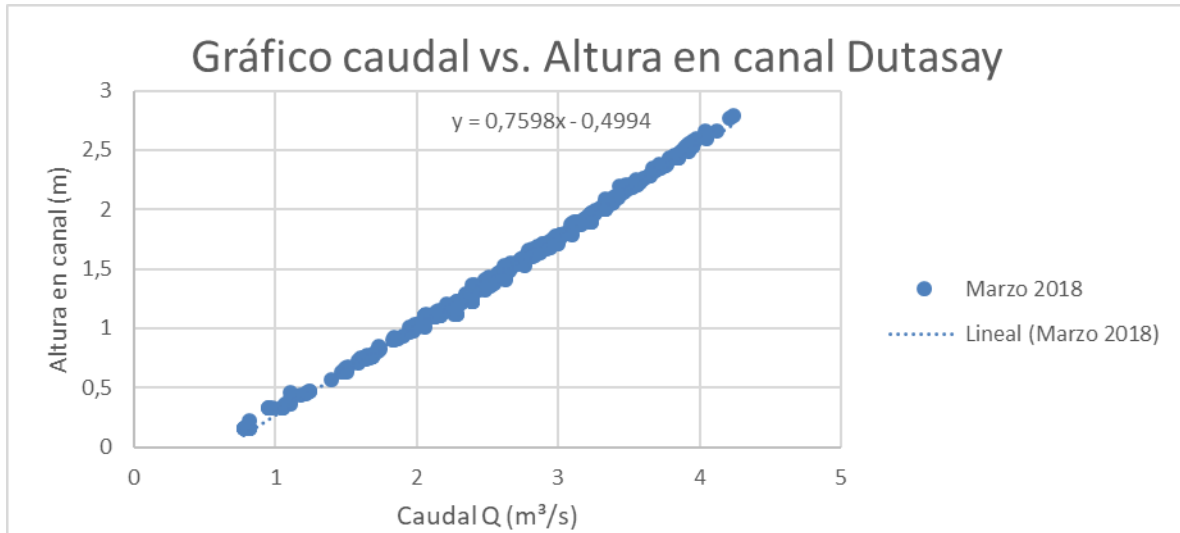


Figura N° 2.34 Gráfico de relación entre caudal y altura en canal para determinar velocidad en canal

Con las relaciones lineales de altura en canal se define que la velocidad efectiva en canal está dada en función del caudal. Dato que se usa posteriormente en la producción energética.

$$v = \frac{Q}{\text{ancho} * H} \quad (19)$$

$$v_{Chanlud} = \frac{Q}{\text{ancho} * (0.2864Q + 0.1784)} \quad (20)$$

$$v_{Dutasay} = \frac{Q}{\text{ancho} * (0.7598Q - 0.4994)} \quad (21)$$

Siendo las ecuaciones (20) y (21) usadas para el canal Chanlud – Tuñi y Bocacaz – Dutasay respectivamente.

2.2.3.1 Energía estimada en el sitio 1, años 2018 – 2019

El escenario 1 se encuentra en el canal Bocacaz – Dutasay.

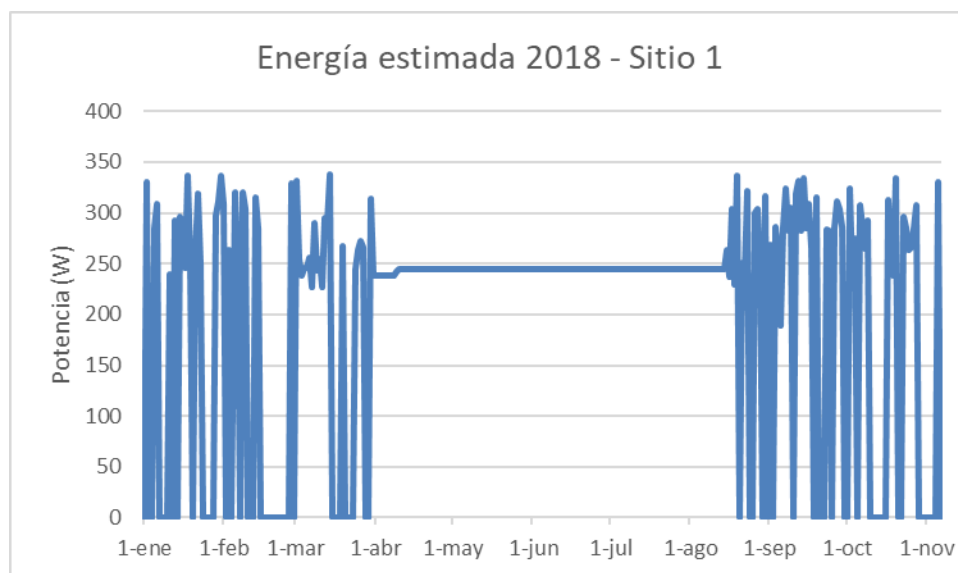


Figura N° 2.35 Gráfica de energía estimada para año 2018 en sitio 1

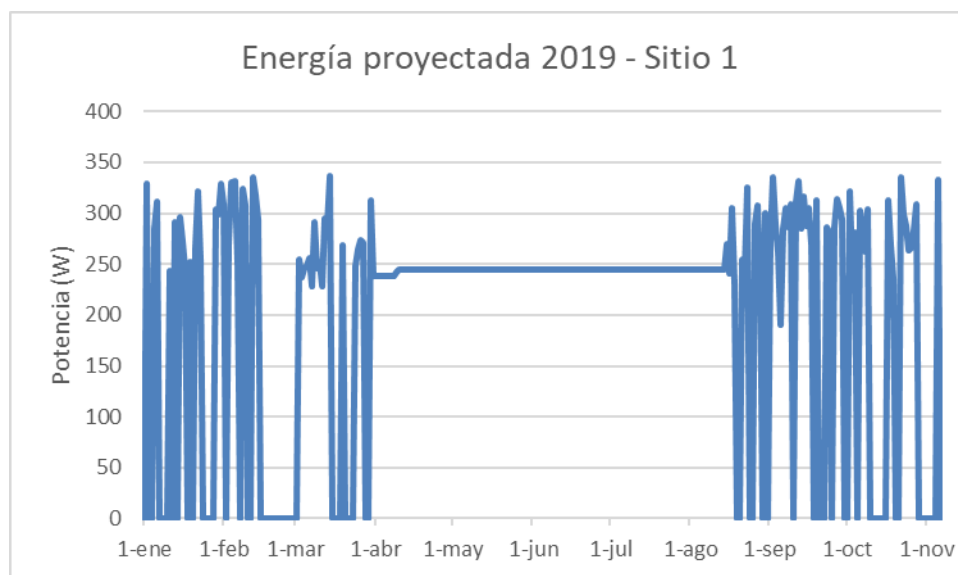


Figura N° 2.36 Gráfica de energía proyectada para año 2019 en sitio 1

2.2.3.2 Energía estimada en el sitio 2, años 2016 – 2019

El sitio 2 se encuentra en el canal Chanlud – Tuñi.

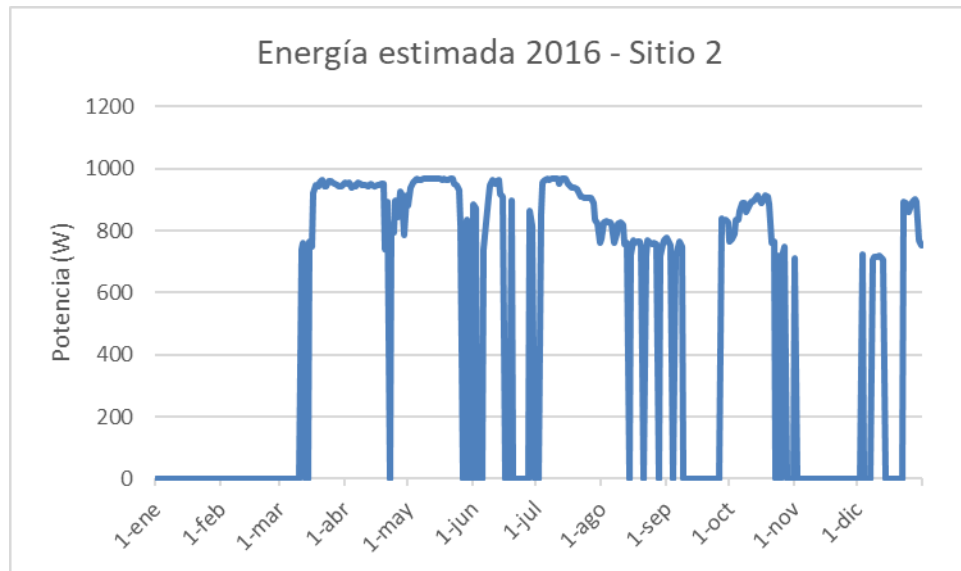


Figura N° 2.37 Gráfica de energía estimada para año 2016 en sitio 2

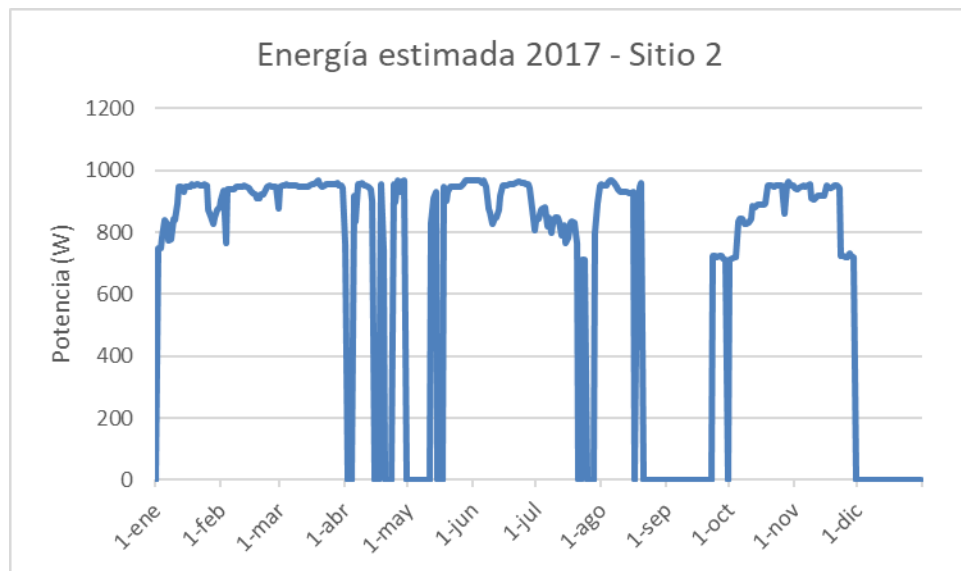


Figura N° 2.38 Gráfica de energía estimada para año 2017 en sitio 2

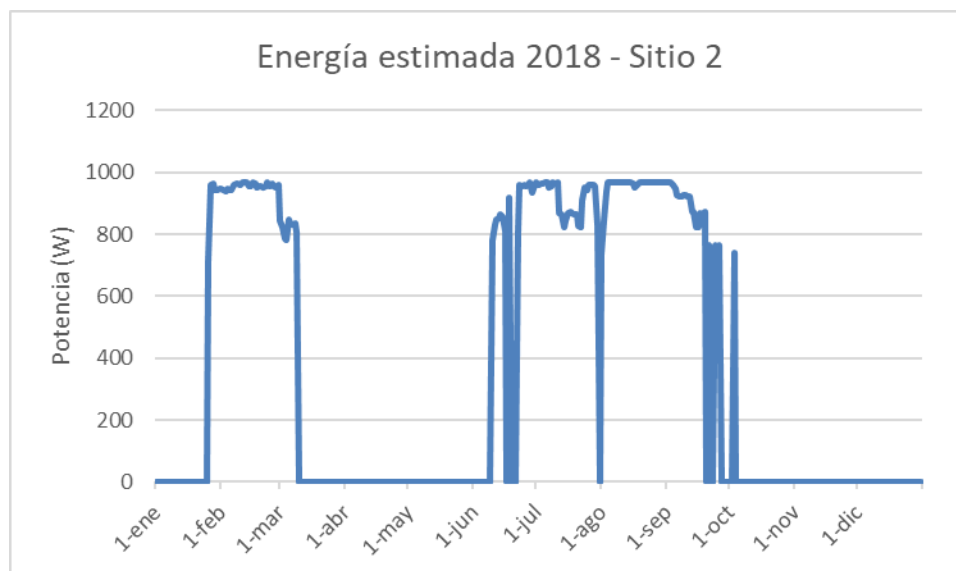


Figura N° 2.39 Gráfica de energía estimada para año 2018 en sitio 2

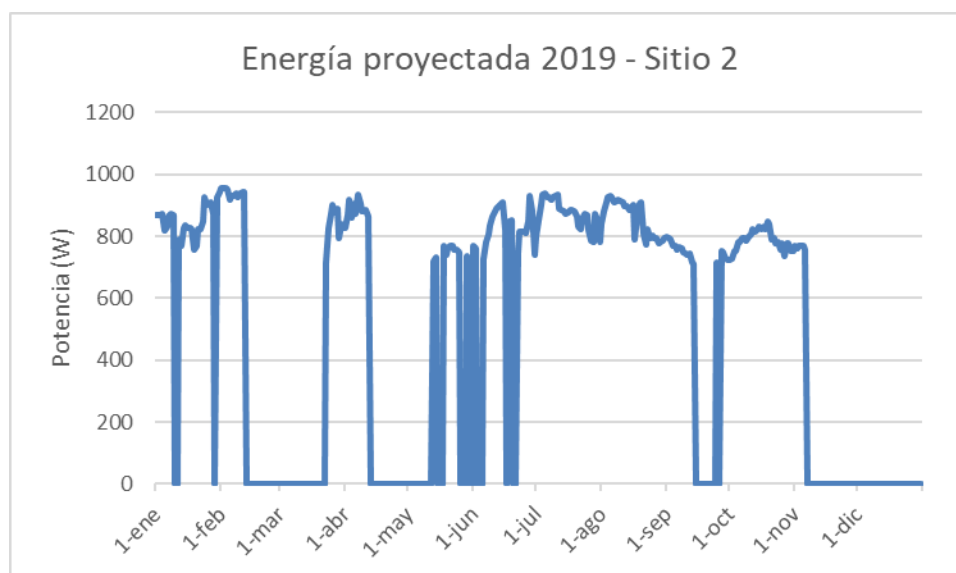


Figura N° 2.40 Gráfica de energía proyectada para año 2019 en sitio 2

Al realizar el cálculo de la energía proyectada en cada año del periodo 2016-2019 para los sitios 1 y 2; se obtuvo datos de energía acumulada anual en kW·h año, que se presentan en la tabla 23. Con el cálculo de la energía producida en los sitios propuestos, se calcula el factor de planta en cada año con el fin de manera clara el comportamiento de la turbina hidrocínética de canal.

Tabla 23 Resumen de energía proyectada en sitios 1 y 2, turbina hidrocínética

ENERGÍA ESTIMADA CON TURBINA HIDROCINETICA DE CANAL					
Sitio 1		Sitio 2			
2018	2019	2016	2017	2018	2019
1 464.13 kW·h año	2 921.662 kW·h año	4 204.13 kW·h año	5 751.031 kW·h año	3 189.893 kW·h año	4 282.315 kW·h año

Tabla 24 Resumen de factor de planta para turbina hidrocínética

FACTOR DE PLANTA PARA TURBINA HIDROCINETICA DE CANAL						
	Sitio 1		Sitio 2			
	2018	2019	2016	2017	2018	2019
F. P.	3.3%	6.6%	9.5%	13%	7%	9%

2.2.4 Estimación energética con turbina de derivación de canal de eje vertical

Se planteó en el punto 2.2.2, que la ecuación (18) resultante de la modelación matemática de la turbina de derivación de canal no será empleada para la estimación energética ya que provee valores de potencia aún mayores a los brindados por el fabricante.

Parámetros a considerar:

- La estimación energética para esta tecnología se realizará directamente con el modelo matemático brindado por el fabricante de turbinas tipo y los datos de caudal del CHM analizados previamente.
- Ya que se tiene diferentes modelos matemáticos para el comportamiento de esta turbina (ecuaciones 10, 11 y 12), según el escenario analizado se modificó el modelamiento para los canales de Labrado – Tuñi y Bocacaz – Dutasay con las turbinas de derivación de canal de 50 kW y 15kW, buscando encontrar el aprovechamiento óptimo del recurso hídrico.

2.2.4.1 Energía estimada en los sitios 4 y 5, años 2018 – 2019 para turbina de 50 kW

Los sitios 4 y 5 se encuentran en el canal Bocacaz – Dutasay, y por ello la generación es la misma debido a que disponen del mismo caudal como recurso.

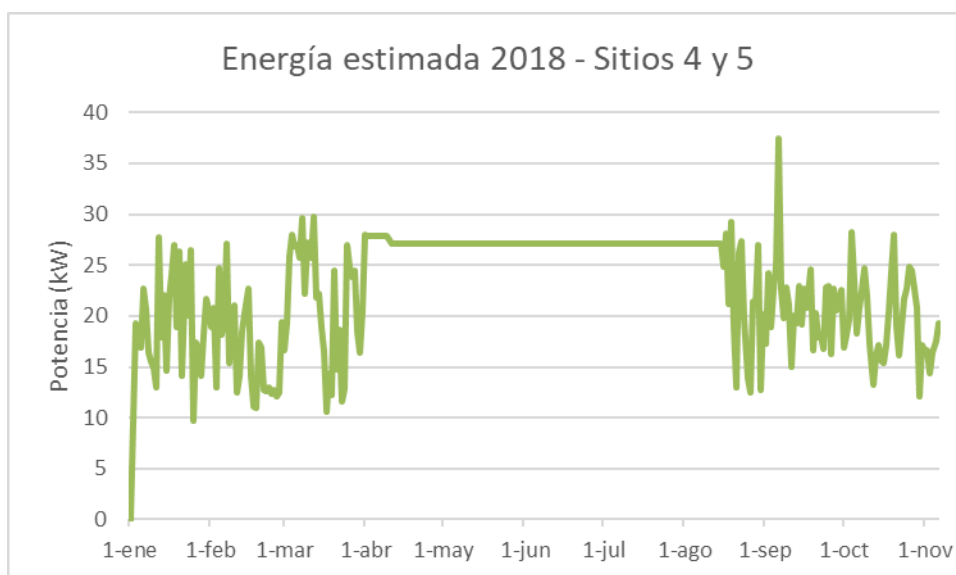


Figura N° 2.41 Gráfica de energía estimada, año 2018 en sitios 4 y 5 (50 kW)

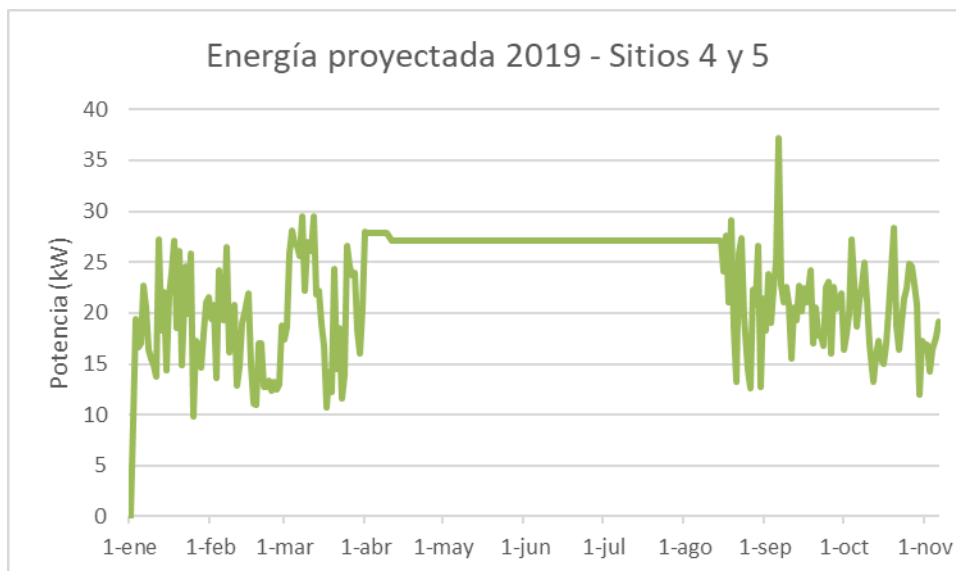


Figura N° 2.42 Gráfica de energía proyectada año 2019 en Sitios 4 y 5 (50 kW)

2.2.4.2 Energía estimada en Sitio 6, años 2016 – 2019 para turbina de 50 kW

El sitio 6 se encuentra en el canal Labrado – Tuñi.

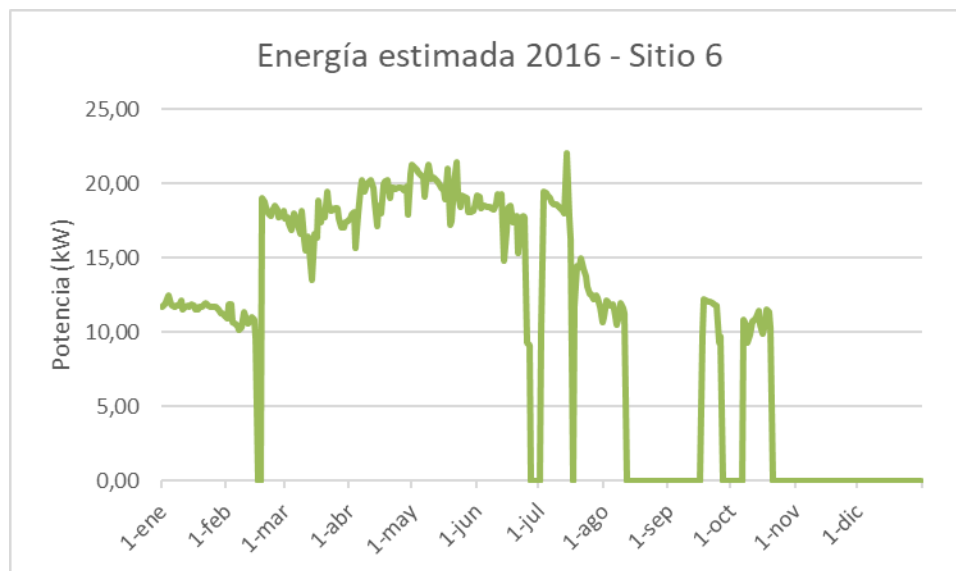


Figura N° 2.43 Gráfica de energía estimada para año 2016 en sitio 6 (50 kW)



Figura N° 2.44 Gráfica de energía estimada para año 2017 en sitio 6 (50 kW)

Con el cálculo de la energía estimada en los sitios propuestos, se calcula el factor de planta para cada año de análisis en la tabla 25, con el fin de manera clara el comportamiento de la turbina de derivación de canal de 50 kW.

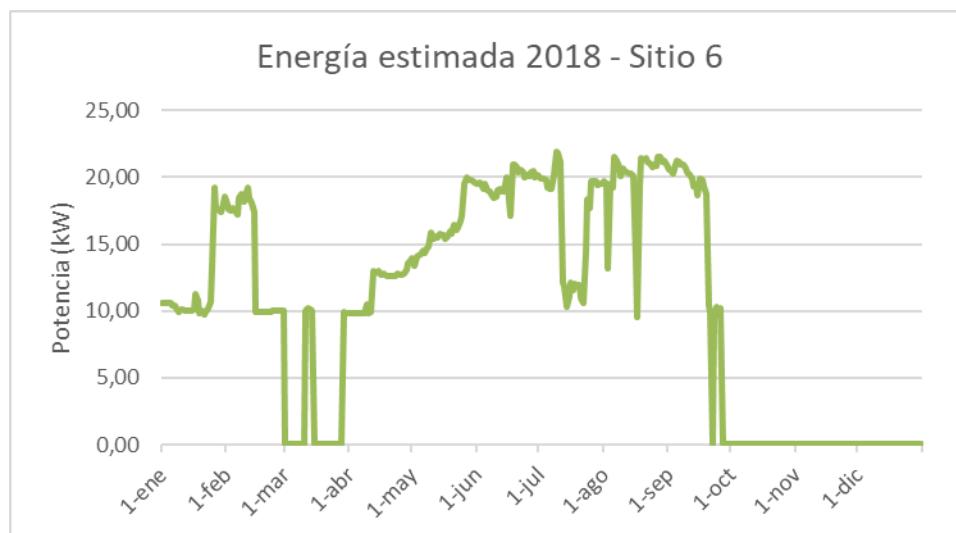


Figura N° 2.45 Gráfica de energía estimada para año 2018 en sitio 6 (50 kW)

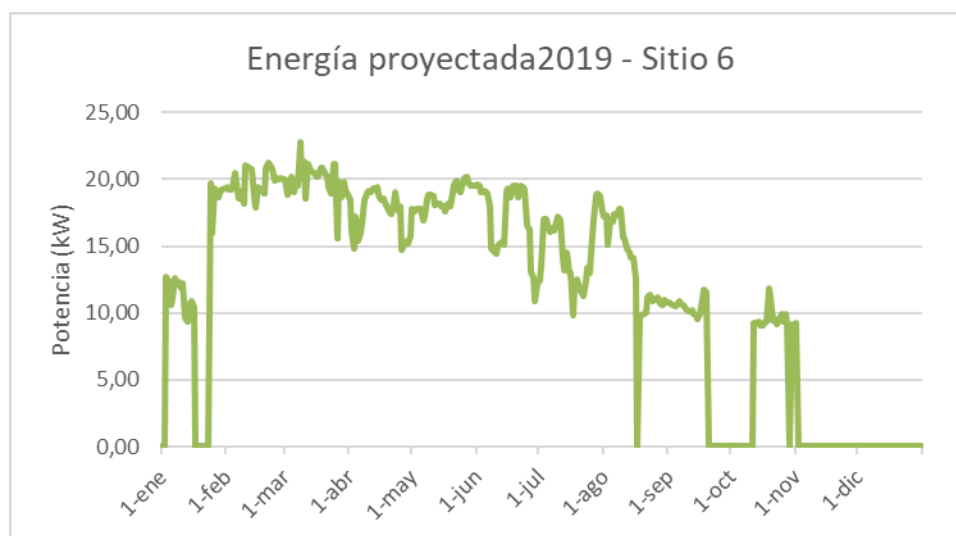


Figura N° 2.46 Gráfica de energía proyectada para año 2019 en sitio 6 (50 kW)

Tabla 25 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal

ENERGÍA ESTIMADA CON TURBINA DE DERIVACION DE CANAL					
Sitios 4 y 5		Sitio 6			
2018	2019	2016	2017	2018	2019
170 706.1 kW·h año	170 720.8 kW·h año	89 822.37 kW·h año	96 787.46 kW·h año	92 355.46 kW·h año	104 231.1 kW·h año

Tabla 26 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal

FACTOR DE PLANTA PARA TURBINA DE DERIVACION DE CANAL						
	Sitios 4 y 5		Sitio 6			
	2018	2019	2016	2017	2018	2019
F. P.	38,9%	38,9%	20,5%	22%	21,08%	23,79%

2.2.4.3 Energía estimada en sitios 4 y 5, años 2018 – 2019 turbina de 15 kW

Los sitios 4 y 5 se encuentran en el canal Bocacaz – Dutasay, y por ello la generación es la misma debido a que disponen del mismo caudal como recurso.

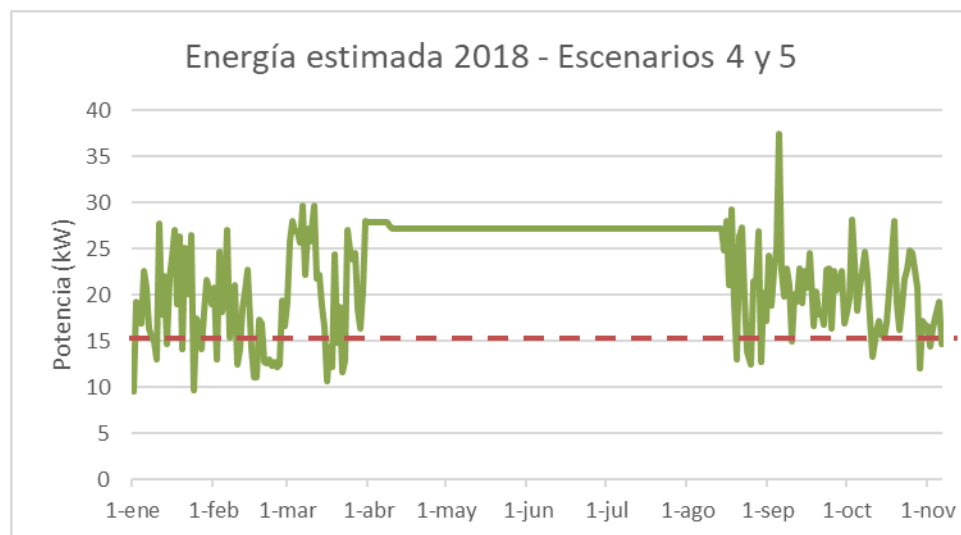


Figura N° 2.47 Gráfica de energía estimada, año 2018 en sitios 4 y 5 (15 kW)

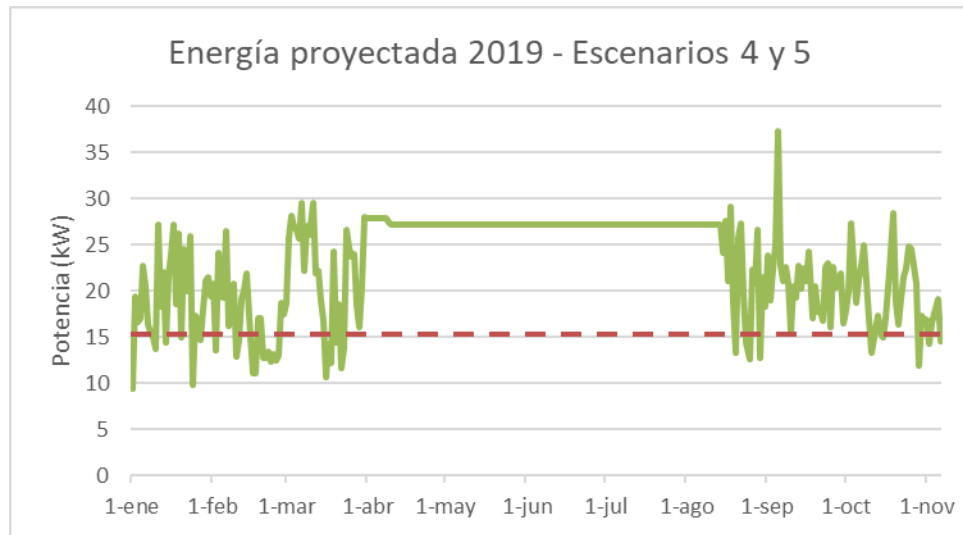


Figura N° 2.48 Gráfica de energía proyectada, año 2019 en sitios 4 y 5 (15 kW)

2.2.4.4 Energía estimada en el Sitio 6, años 2016 – 2019 para turbina de 15 kW

El sitio 6 se encuentra en el canal Labrado – Tuñi.

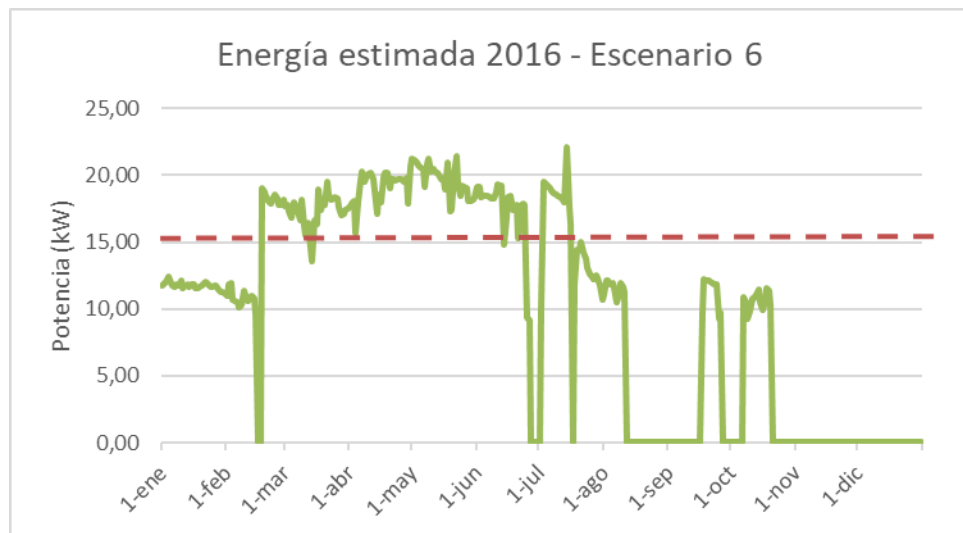


Figura N° 2.49 Gráfica de energía estimada para año 2016 en sitio 6 (15 kW)

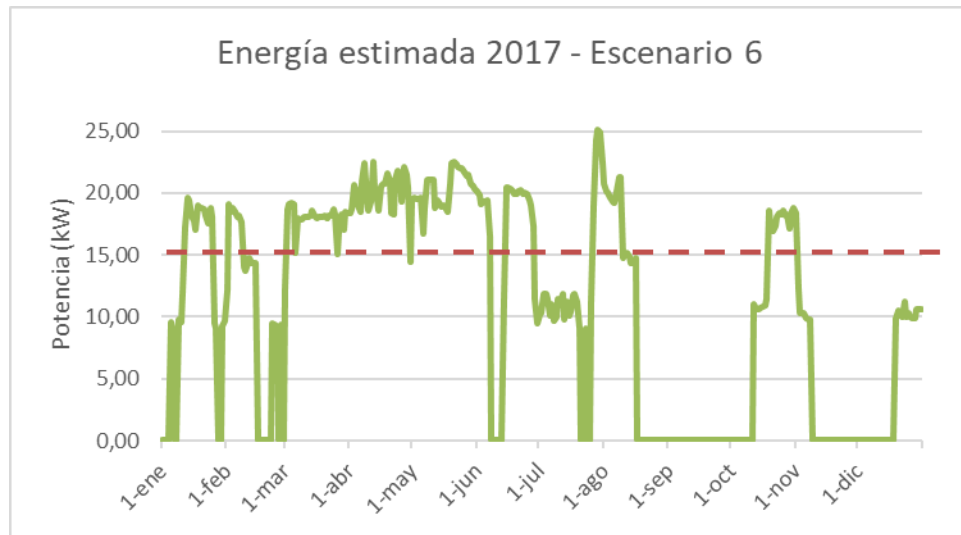


Figura N° 2.50 Gráfica de energía estimada para año 2017 en sitio 6 (15 kW)

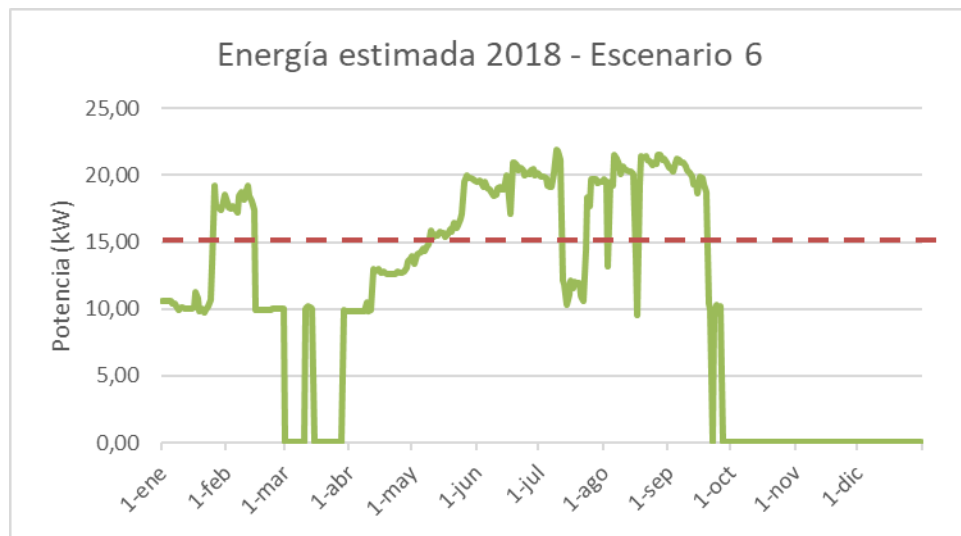


Figura N° 2.51 Gráfica de energía estimada para año 2018 en sitio 6 (15 kW)

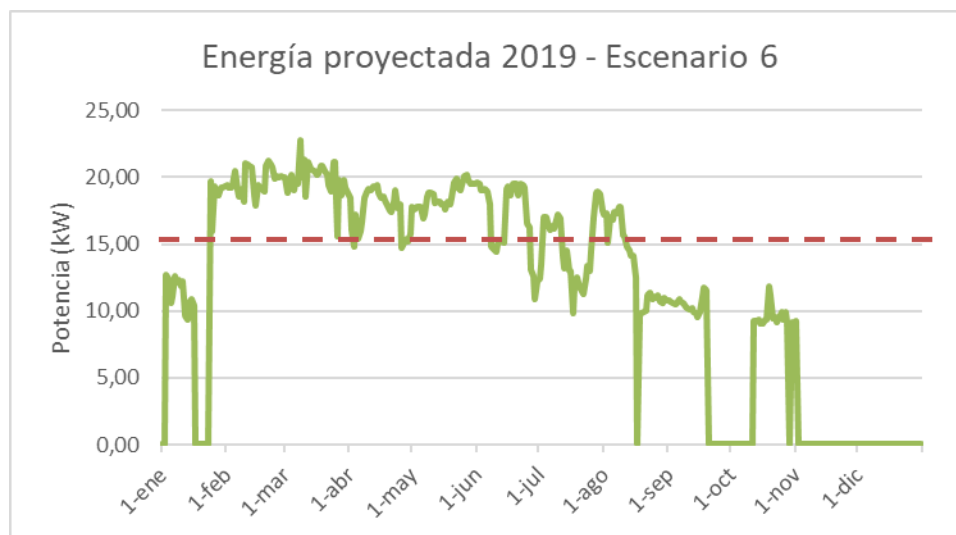


Figura N° 2.52 Gráfica de energía proyectada para año 2019 en sitio 6 (15 kW)

Con el cálculo de la energía estimada en los sitios propuestos, se calcula el factor de planta en cada año con el fin de manera clara el comportamiento de la turbina de derivación de canal de 15 kW.

Tabla 27 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal (15 kW)

ENERGÍA GENERADA CON TURBINA DE DERIVACION DE CANAL					
Sitios 4 y 5		Sitio 6			
2018	2019	2016	2017	2018	2019
109 842 kW·h año	110 014 kW·h año	77 696.79 kW·h año	79 888.82 kW·h año	78 205.49 kW·h año	89 202.80 kW·h año

Tabla 28 Resumen de generación en sitios 4, 5 y 6 con turbina de derivación de canal (15 kW)

FACTOR DE PLANTA PARA TURBINA DE DERIVACION DE CANAL						
	Sitios 4 y 5		Sitio 6			
	2018	2019	2016	2017	2018	2019
F. P.	83,5%	83,7%	59,1%	60,7%	59,5%	67,8%

Se observan contrastes en la energía estimada por las dos tecnologías, resumidas en la tabla 23, tabla 25 y tabla 27. Donde para la tecnología de turbina hidrocínética de canal el mejor escenario podría generar 5.75 MW·h de energía en un año, considerando que la potencia de esta turbina es de 5 kW. Por otro lado la tecnología de turbina de derivación de canal con eje vertical podría generar 170.72

MW·h y 110.01 MW·h de energía en un año considerando que la potencia instalada es de 50 kW y 15 kW respectivamente.

El contraste analizado para las dos tecnologías propuestas, indica que, considerando factores reales del Complejo Hidroeléctrico Machángara, la tecnología de turbina de derivación de canal con eje vertical es mucho más eficiente que la tecnología de turbina hidrocínética de canal ya que, a pesar de tener una potencia instalada solamente 10 veces mayor, produce 30 veces más energía en el periodo de un año.

En la Tabla 24, se tiene el factor de planta anual para la turbina hidrocínética de canal en donde el mejor escenario es de 13% y para el resto de escenarios se tiene valores menores a 10%, lo que quiere decir que en ninguno de los sitios analizados la turbina hidrocínética de canal es técnicamente favorable.

De igual manera en la Tabla 26, se tiene el factor de planta anual para la turbina de derivación de canal con potencia de 50 kW donde en el mejor escenario se tiene un factor de 38,9% y en los escenarios menos favorables un factor de 20%. Con estos valores se puede decir que la turbina de derivación de 50 kW no es técnicamente favorable en nuestro estudio.

Por otro lado, en la Tabla 28, se tiene el factor de planta anual para la turbina de derivación de canal con potencia de 15 kW donde en el mejor escenario se tiene un factor de 83,7% y en el escenario menos favorable un factor de 59,1%. Con estos valores y después de una evaluación a detalle, se concluye que la turbina de derivación de canal de 15 kW es técnicamente favorable en los sitios denominados 4, 5 y 6 para este estudio de pre factibilidad.

2.3 DISEÑO TÉCNICO A NIVEL DE PRE FACTIBILIDAD Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS Y MATERIALES

Dentro de la planificación de proyectos, se debe contemplar los escenarios completos en los que se desarrolla un proyecto, tanto en la fase de construcción como operativa para prever recursos y tiempos necesarios. Por ello se analizarán obras necesarias y equipos requeridos para el funcionamiento adecuado de las dos tecnologías en estudio.

2.3.1 Obras civiles y equipamiento electro-mecánico.

Como fue analizado en el punto 2.1.3.4 las obras civiles que exigen estos proyectos de generación distribuida pueden ir desde ser muy simples hasta tener un grado de complejidad alto; esto sumado a que las turbinas son de procedencia extranjera se deberán adecuar en lo posible los canales del CHM para optimizar su funcionamiento. Aquí se analizará las obras civiles requeridas por las dos tecnologías que se han estudiado y las soluciones propuestas en este estudio.

2.3.1.1 Obras civiles y equipamiento para las turbinas hidrocinéticas de canal.

Esta tecnología requiere tres componentes de estructura civil para su funcionamiento, dos de ellos son necesarios para el funcionamiento y un tercero es planteado en este estudio para la optimización de la generación eléctrica.

a. Canal de conducción de agua.

Como parte esencial del estudio de pre factibilidad se ha analizado la infraestructura existente en cuanto a canales de conducción dentro del Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) y se puede aprovechar el recurso en el recorrido de 15 km de canales de agua (Chanlud y Dutasay).

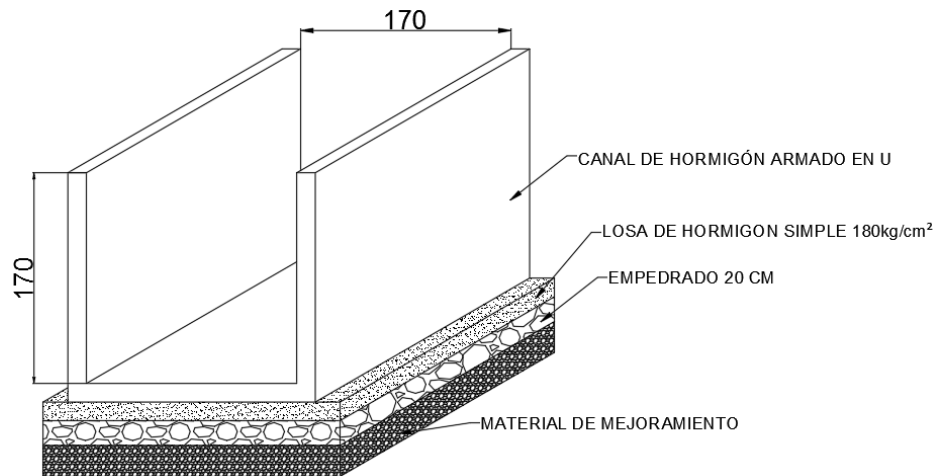


Figura N° 2.53 Obra civil para canales de conducción de agua en el CHM en turbina hidrocínética de canal. Fuente: Elaboración propia

b. Anclajes exteriores e interiores al canal.

Se requieren anclajes para sujeción de la turbina en un lugar fijo tanto de su estructura hacia la base del canal como hacia anclajes exteriores al canal.



Figura N° 2.54 Anclajes exteriores al canal para sujeción de la turbina

c. Diques o deflectores para reducción del área de flujo de caudal.

Se plantea que por medio de diques de concreto o deflectores metálicos; se pueda limitar la sección del canal con el fin de que la velocidad se acelere, siempre y cuando no se desborde el agua.

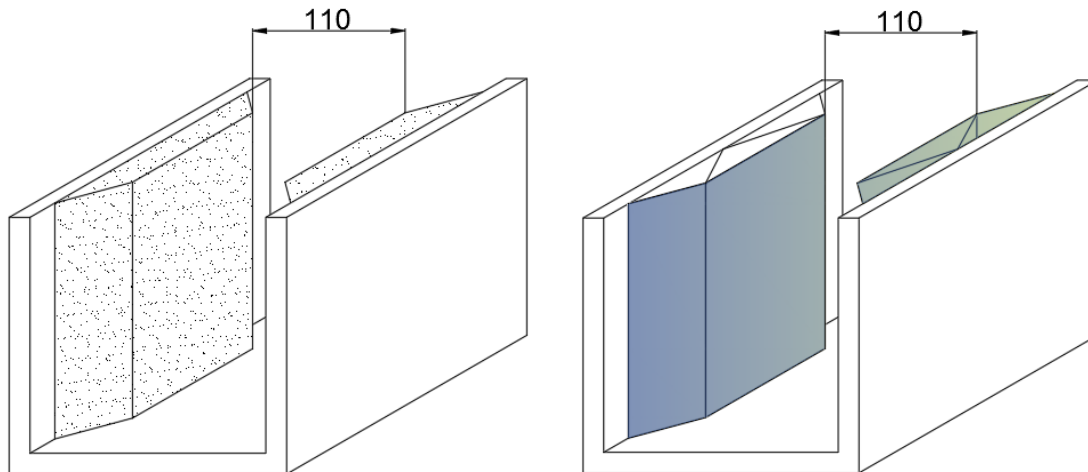


Figura N° 2.55 Ilustración de diques de hormigón o deflectores metálicos para reducir área efectiva canal. Fuente: Elaboración propia

2.3.1.2 Obras civiles y equipamiento para las turbinas de derivación de canal con eje vertical

Esta tecnología requiere una construcción civil nueva para su implementación y un emplazamiento adecuado para poder incorporarse en la infraestructura existente en el CHM. Estos dos requerimientos se analizarán a continuación:

- a. Desvío parcial o completo de canal y conducción lateral.

Se deben realizar obras civiles para bifurcar el canal o desviarlo en su totalidad con el fin de obtener un caudal mínimo de $1\text{m}^3/\text{s}$.

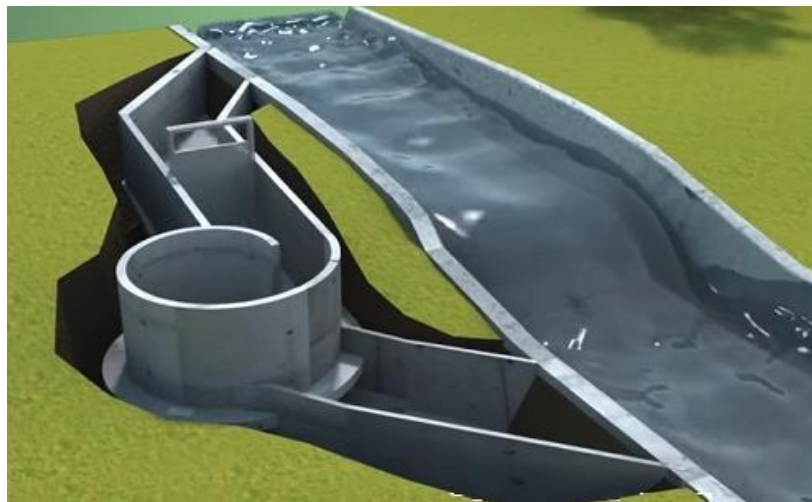


Figura N° 2.56 Obra civil para canales de conducción de agua en el CHM en turbina de derivación de canal. Fuente: Fabricante

- b. Excavación y replanteo de sitio para soporte de canal lateral y estructura de turbina.

Esta obra civil indica que debe desarrollarse un replanteo del sitio o cimentación en el emplazamiento de la turbina y de la estructura de concreto que la conforma.

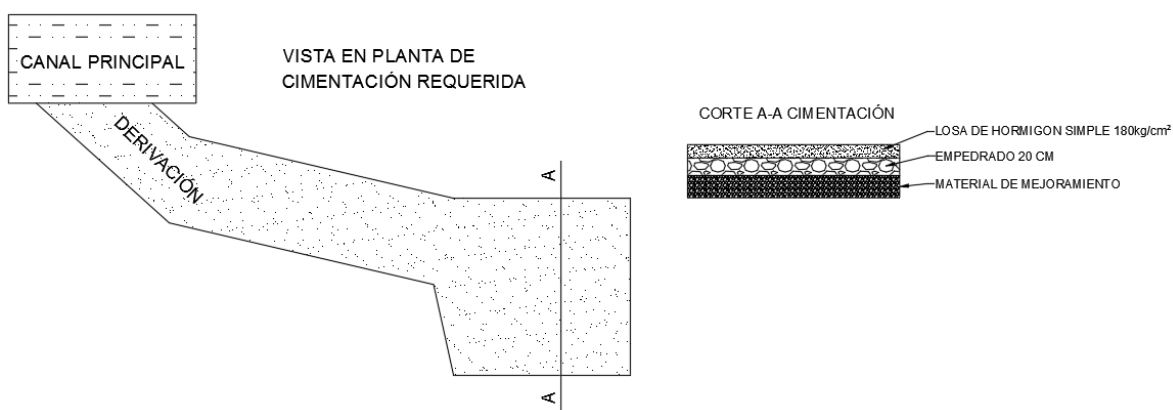


Figura N° 2.57 Ilustración de replanteo y losa en el sitio para turbina de derivación de canal. Fuente: Elaboración propia

Sobre la losa de hormigón mostrada se colocaría la estructura pre fabricada de la turbina de derivación de canal con eje vertical. (Consulta a Ing. Pio Arteaga, profesional de ingeniería civil)

2.3.2 Conexión e impacto en la red de distribución MT / BT

Existe amplia información en cuanto a la inserción e impacto a las redes de distribución cuando se plantea conectar generación distribuida a la misma. Mientras mayor es la potencia generada puede provocar mayores perturbaciones en la red de distribución y por ello debe ser estudiado dicho impacto para prever acciones correctivas o consideraciones de funcionamiento en las tecnologías abarcadas dentro del estudio.

Para la conexión e inyección a la red, la topología empleada puede ser variada y dependerá mucho de los niveles de potencia, regulaciones del sector eléctrico y capacidades o limitaciones de los equipos que conformen el sistema de generación distribuida a implementarse. [25]

Se tiene herramientas como el estándar técnico 1547.2-2008 de IEEE, estándar IEEE para Interconexión de Recursos Distribuidos con Sistemas de Energía Eléctrica donde se especifica parámetros de regulación de la energía inyectada; es decir potencia activa, potencia reactiva, sincronismo y tensión necesaria para no arriesgar la integridad del sistema de distribución. Se detalla así mismo que las topologías serán de manejo del usuario [IEEE 1547.2-2008]. Un ejemplo de aquello se puede verificar en la figura 2.58 respetando el estándar IEEE 1547. Con esta premisa y por los niveles de potencia delimitados en este estudio, se plantean las siguientes conexiones a la red de distribución:

- Para la tecnología de turbina hidrocínética de canal (5kW de potencia) se requerirá una conexión bifásica a la red de distribución en baja tensión (220 V CA).

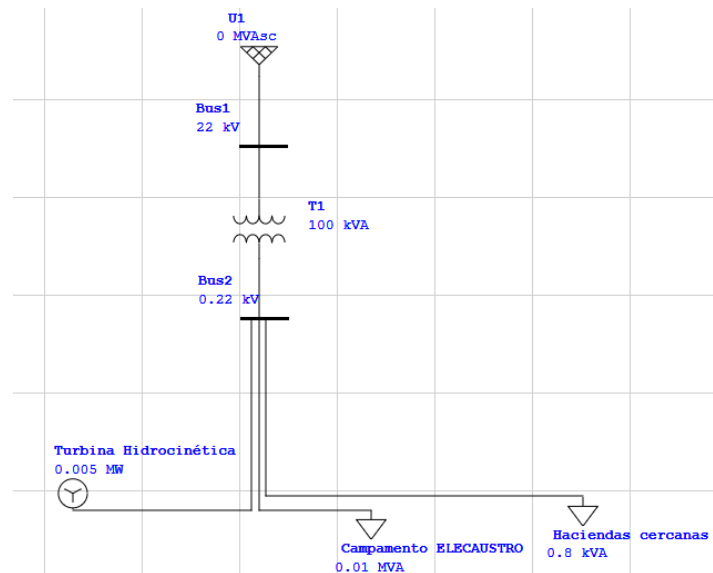


Figura N° 2.58 Esquema de conexión a la red de distribución de la turbina hidrocinética de canal. Fuente: Elaboración propia / ETAP

- Para la tecnología de turbina de derivación de canal con eje vertical se requerirá conexión trifásica a la red de distribución en baja tensión, tanto para el modelo de 15 kW, 50 kW y 100 kW en cada caso manejando esta inyección a la red por medio de un inversor CD/AC adecuado para el propósito.

En el caso del impacto a la red de distribución, X. Cuzco (2019) en su estudio “Análisis del impacto de la inserción de un sistema de generación distribuida en el alimentador 0427 ubicado en el CHM” abarca escenarios de inyección de energía proveniente de generación distribuida en el alimentador 0427 y en el mismo se comprueba por medio de simulación que la potencia inyectada por las micro turbinas hidroeléctricas abarcadas en este estudio de 5 kW y 50 kW pico no causarían efectos adversos en la red de distribución. Al contrario, se comprueban impactos positivos dentro de la estabilización de tensión aproximadamente en 0.0001 de aumento p.u. para la turbina de 5 kW y aproximadamente 0.0045-0.0061 p.u. en generación distribuida de 100 kW fotovoltaica; usada como ejemplo. [32]

2.3.3 Enlace a la red y puesta en marcha de equipos turbina – rectificador – inversor

Una vez que el sitio, obras civiles, turbina y conexiones electromecánicas estén emplazados y conexionados, se debe poner en marcha, sincronizar e inyectar a la red. Para llevar a cabo una conexión adecuada a la red, el conexionado entre equipos debe realizarse con las especificaciones técnicas del fabricante.

Así, para la turbina hidrocínética de canal tanto como para la turbina de derivación de canal, se tiene el mismo esquema de equipos y conexión a la red debido a que las dos tecnologías trabajan de igual manera:

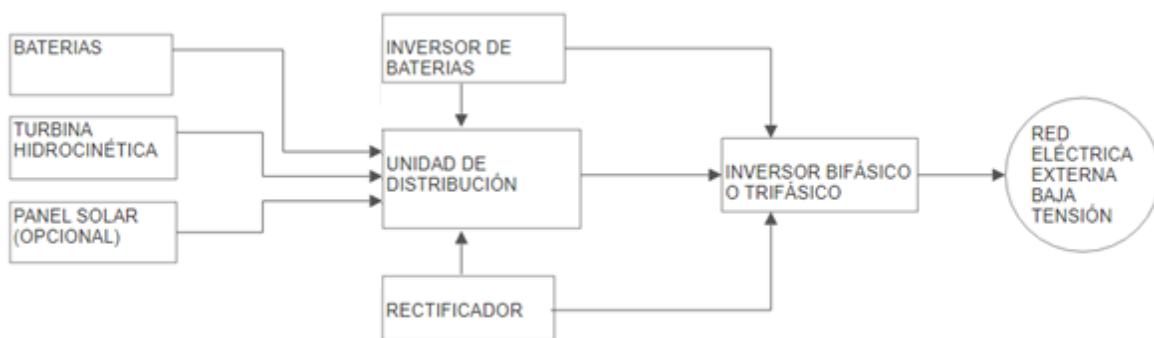


Figura N° 2.59 Esquema de equipos o módulos requeridos para inyección a la red. Fuente: Elaboración propia / SmartDraw

El proceso de conexión deberá ser manejado por profesionales del área y bajo instrucción del fabricante de las turbinas y de los equipos como: rectificador, baterías, controlador e inversor. Teniendo en cuenta principalmente los siguientes parámetros:

- Verificación de conexiones electro mecánicas con planos y esquemas en sitio.
- Comprobación de estado de baterías y en caso de existir paneles fotovoltaicos o red eléctrica de corriente alterna hasta controlador.

- Comprobación de cortocircuitos para bloqueo de turbina y energización de la misma.
- Verificación de inversor y estado de la red externa (red de distribución) en donde tanto la frecuencia como el voltaje debe estar dentro de los valores admisibles.

2.3.4 Procedimiento de enlace a la red de distribución.

Para un correcto enlace a la red de distribución se deberá seguir los siguientes pasos generales

- a. Una vez verificados los equipos mecánicos, eléctricos y electrónicos se deben proceder a poner en red el inversor según el protocolo que el fabricante especifique.
- b. Se debe liberar la turbina para su giro en funcionamiento normal.
- c. Si el enlace entre inversor y controlador de la turbina es adecuado y no se presentan errores en el funcionamiento de la turbina; el inversor inyectará a la red la potencia generada.
- d. Si el procedimiento falla; se debe verificar que el controlador funcione adecuadamente y que se haya establecido el enlace entre el inversor y la red de baja tensión.

2.4 SEGUIMIENTO DE TURBINA HIDROKINÉTICA EN CANAL DE TUÑI DE ENERO - FEBRERO 2019

Gracias al convenio específico¹ entre la Universidad de Cuenca y ELECAUSTRO S.A. se procedió a instalar una turbina hidrocínética en el canal de Chanlud aproximadamente a 100 metros del campamento de Tuñi con el fin de analizar su funcionamiento y prestaciones de este canal. Este sitio es el número 7 de aquellos descritos en la sección 2.1.2.1 y resultó como la alternativa para la turbina hidrocínética de canal.

Como parte de este trabajo de titulación se ha decidido abarcar el análisis del funcionamiento de dicha turbina y su comportamiento al inyectar energía a la red. Además este análisis ha sido de gran utilidad al haber realizado el estudio de técnico con la tecnología empleada de esta turbina, lo cual nos ha permitido un mejor acercamiento a la realidad en cuanto al funcionamiento de la misma. Detalles como el proceso de instalación, la puesta en marcha y los inconvenientes como beneficios suscitados serán presentados en este análisis.

2.4.1 Esquema y elementos de instalación de turbina Hidrocínética

El esquema de conexión empleado en este sistema de generación distribuida es de tipo radial debido a que el sitio donde se instaló la turbina no cuenta con una red de baja tensión alterna cercana (Figura 2.58).

¹ Convenio específico # 0037, del mes de Junio de 2018, transportando la turbina desde el laboratorio de Balzay hasta Tuñi en Noviembre 2018 y se la puso en funcionamiento el 31 de Enero de 2019.

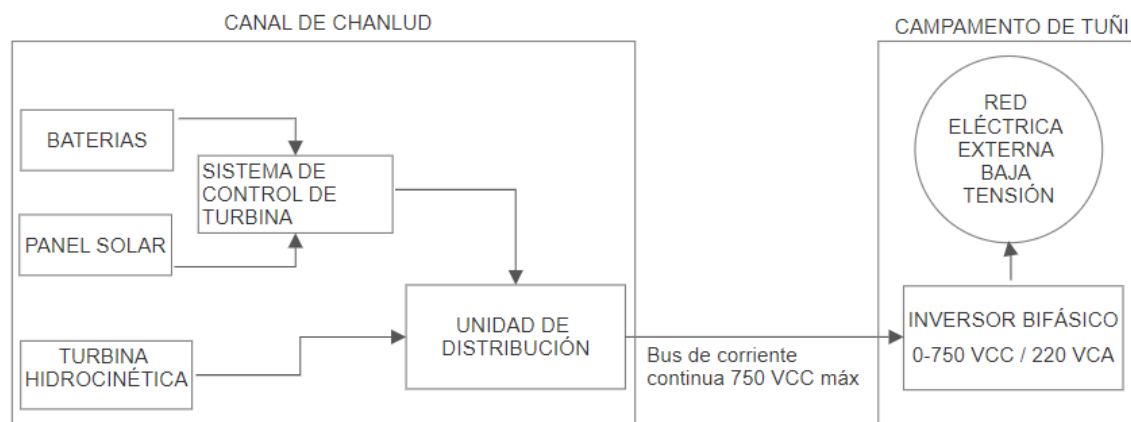


Figura N° 2.60 Esquema de conexión de turbina hidrocinética en Tuñi – CHM.
Fuente: Elaboración propia

2.4.2 Instalación de turbina Hidrocinética

La instalación de la turbina hidrocinética de canal, propiedad del Laboratorio de la Microrred de la Universidad de Cuenca se realizó durante el mes de Enero de 2019 por parte del personal de mantenimiento y operación del CHM, con asesoría técnica del proveedor del equipo (Irradia – Intienergías) y personal del laboratorio de la microrred.

El sitio donde se instaló la turbina fue seleccionado por sus características ya que cuenta con rejilla en el canal, además dispone de una compuerta para detener el flujo de caudal y finalmente con un sensor de la altura de agua en el canal. El punto fue determinado por personal del departamento de producción de ELECAUSTRO por medio de inspección visual y teniendo en consideración las dimensiones de la turbina así como la ubicación estratégica del sitio cercano a Tuñi.

El proceso de instalación inició en el mes de diciembre 2018 y culminó el 31 enero 2019, elaborando una serie de trabajos tanto en sitio de canal, así como en el campamento de Tuñi.

2.4.2.1 Sitio de instalación

El sitio de instalación pertenece a la parroquia Checa, aproximadamente a 120 metros en vía lastrada desde el ingreso al reservorio de Tuñi y recorriendo aproximadamente 135 metros de canal hasta descargar el caudal en el reservorio mencionado; dentro del CHM. Sus coordenadas de geo referencia son:

Tabla 29 Detalles del sitio de instalación

Sitio de Instalación de turbina	
UBICACIÓN	Parroquia Checa – Sector Tuñi
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	Latitud: 2°44'41.42"S
	Longitud: 79° 1'2.92"O
DIMENSIONES DEL CANAL	Ancho: 1.70m
	Altura: 1.80m
CERCANÍA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	160 m aprox.



Figura N° 2.61 Sitio de instalación de turbina hidrocínética.

2.4.2.2 Red eléctrica entre canal y campamento

Debido a la distancia entre el sitio donde se instaló la turbina hidrocínética y el campamento con disponibilidad de red de baja tensión, hubo la necesidad de construir una red de eléctrica entre los dos puntos citados. Red de baja tensión

que se constituye por conductor concéntrico TTU 3x(10)(10) AWG, herrajes de sujeción necesarios y postes de madera y hormigón de 10 metros para el tendido.



Figura N° 2.62 Tendido de red de BT en postes de madera

2.4.2.3 Trabajos de anclaje en sitio de canal

Debido a la imposibilidad de perforar el canal para realizar anclajes dentro del mismo se realizaron anclajes laterales fuera del canal, con un contrapeso enterrado a 1.5 m con refuerzo de piedra y relleno con material de sitio. Además se comprobó el ajuste de los ganchos y tuercas de la estructura de la turbina (Figura 2.63).



Figura N° 2.63 Colocación de anclajes laterales y ajuste de ganchos

2.4.2.4 Conexión de armario eléctrico en sitio de canal

Junto al sitio de instalación, lateral al canal se instaló el armario para equipos de control y evacuación de energía. Ahí se procedió a realizar las conexiones de controlador de turbina, rectificador, disipador resistivo de energía, baterías, panel fotovoltaico e inversor de batería. Para lo cual se ha nivelado el suelo y se ha desbrozado la vegetación (Figuras 2.64 y 2.65).



Figura N° 2.64 Colocación de armario y conexión de equipos



Figura N° 2.65 Colocación de panel solar fotovoltaico y conexión a la red

2.4.2.5 Instalación de turbina dentro de canal

Dentro del canal se procedió a colocar la turbina hidrocínética junto con los cables de acero para el anclaje correspondiente.



Figura N° 2.66 Colocación de turbina en canal de conducción

2.4.2.6 Instalación de inversor en campamento de Tuñi

Se procedió a colocar un centro de carga o tablero de protecciones y el inversor dentro del campamento de Tuñi; junto al ingreso de la acometida desde la red externa (Figura 2.60).



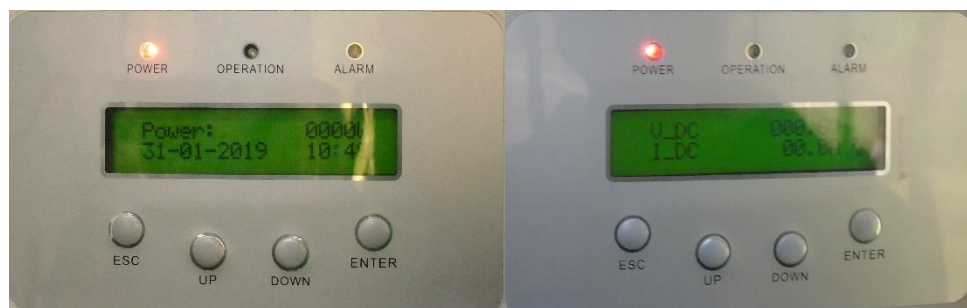
Figura N° 2.67 Instalación de inversor y centro de carga en Tuñi

2.4.3 Conexión a la red de turbina Hidrocinética

Una vez realizada la instalación, el cableado y comprobación de equipos y esquema de funcionamiento; el día 31 de Enero de 2019 se procedió a conectar la turbina a la red para la inyección de energía en el punto del centro de carga o tablero de distribución del campamento de Tuñi.

El procedimiento de instalación fue el siguiente:

- a. Una vez verificados los equipos mecánicos, eléctricos y electrónicos se procedió a encender el inversor según el protocolo que especifica el fabricante, además comprobar que la tensión y frecuencia de la red estén en los rangos permitidos.



- b. Se debe liberar la turbina para su giro en funcionamiento normal, la energía generada será liberada por el disipador resistivo en el armario cerca del sitio.



- c. El enlace entre inversor y controlador de la turbina fue adecuado y no se presentaron errores en el funcionamiento de la turbina; en el inversor se visualiza la energía que se inyecta a la red y antes de ponerlo en línea fue 0 kW.



- d. A continuación se selecciona la opción “Grid ON” en el inversor y una vez que esté enlazado a la red de baja tensión; procedió a inyectar la energía proveniente de la turbina que al momento fue de 572W.



- e. Si el procedimiento falla; se debe verificar que el controlador funcione adecuadamente y que se haya establecido el enlace entre el inversor y la red de baja tensión. En este caso no hubo inconvenientes y la energía generada se pudo inyectar a la red.

2.4.4 Obtención de datos por medio de software

Debido a daños en el canal de Chanlud, la turbina hidrocínética de canal pudo trabajar únicamente un periodo de 13 días inyectando energía en la red antes de que se deshabilite el canal y se retire la turbina del mismo.

La obtención de datos se la hizo por medio de conector RS485; conectado directamente al inversor en el campamento de Tuñi por medio de una interfaz de comunicación hacia un computador portátil con el software “PowerMonitor” de la marca GinLong® (Figura 2.61).

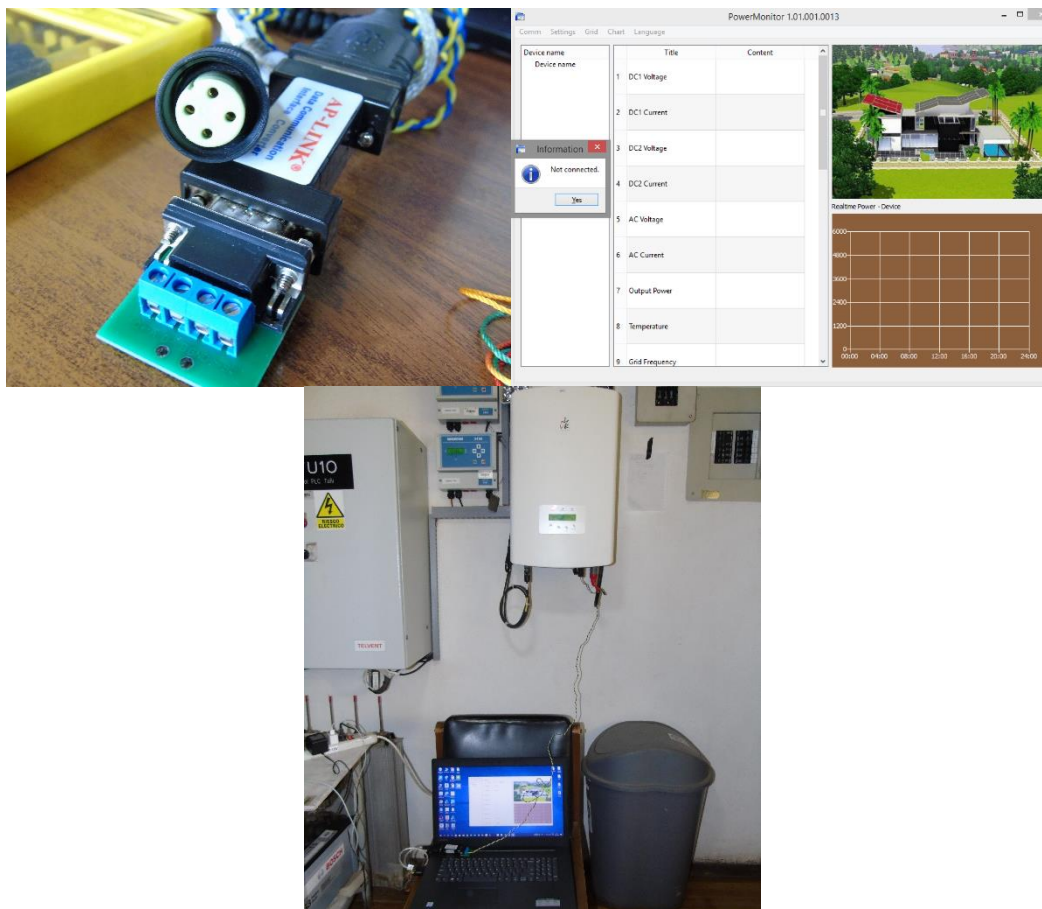


Figura N° 2.68 Obtención de datos por medio de conector y software

El periodo de funcionamiento fue desde el 31 de enero 2019 hasta el 12 de febrero 2019, tiempo en el cual la turbina funcionó, de forma continua, a una potencia en un rango de 400 a 600 W.

Debido al tipo de inversor conectado no se registraron datos horarios de inyección de energía a la red durante el periodo de funcionamiento sino únicamente el total de energía generada; que fue de 135 kW·h.

2.4.5 Resultados obtenidos de la inyección a la red con generación distribuida

Se observó previamente en el punto 2.4.4 de los datos obtenidos en el inversor, que se inyectaron 135 kW·h a la red de baja tensión durante los días de

funcionamiento de la turbina que debido a daños en el canal de Chanlud no se pudo extender.

Tabla 30 Periodo de funcionamiento de la turbina hidrocinética de canal

	Fecha	Caudal medio (m³/s)
Periodo de funcionamiento de la turbina hidrocinética.	30-ene-19	3.98
	31-ene-19	4.13
	1-feb-19	4.31
	2-feb-19	4.30
	3-feb-19	4.29
	4-feb-19	4.28
	5-feb-19	3.89
	6-feb-19	4.02
	7-feb-19	4.03
	8-feb-19	4.09
	9-feb-19	3.97
	10-feb-19	4.09
	11-feb-19	4.18
	12-feb-19	4.18
Periodo de fallo del canal.	13-feb-19	1.18
	14-feb-19	0.00
	15-feb-19	0.00

Debido a que el inversor necesita una conexión inalámbrica para transmitir los datos en tiempo real con la cual no se cuenta, se ha calculado la potencia promedio de inyección a la red durante el periodo de funcionamiento.

$$P_{prom} = \frac{E_{total}}{t_t} = \frac{135 \text{ kWh}}{13 * 24 \text{ h}} = 0.4326 \text{ kW} \quad (22)$$

En el momento de la energización de la turbina se cuestiona la razón por la cual la energía inyecta era mucho menor a la potencia nominal de la turbina; después de revisar la curva de potencia configurada en el inversor y la curva de potencia entregada por el fabricante de la turbina se pudo comprobar que, debido a la velocidad del caudal la turbina hidrocinética no podría llegar a su potencia nominal que se da cuando el caudal tiene una velocidad de 3,1 m/s.

2.4.6 Comparativa teórico – práctica para el funcionamiento de la turbina hidrocinética de canal en el complejo hidroeléctrico Machángara

Como resultado del modelamiento matemático en el sitio seleccionado para análisis correspondiente al sitio #7 dentro del complejo hidroeléctrico Machángara, se obtiene las siguientes gráficas de potencia y energía diaria:

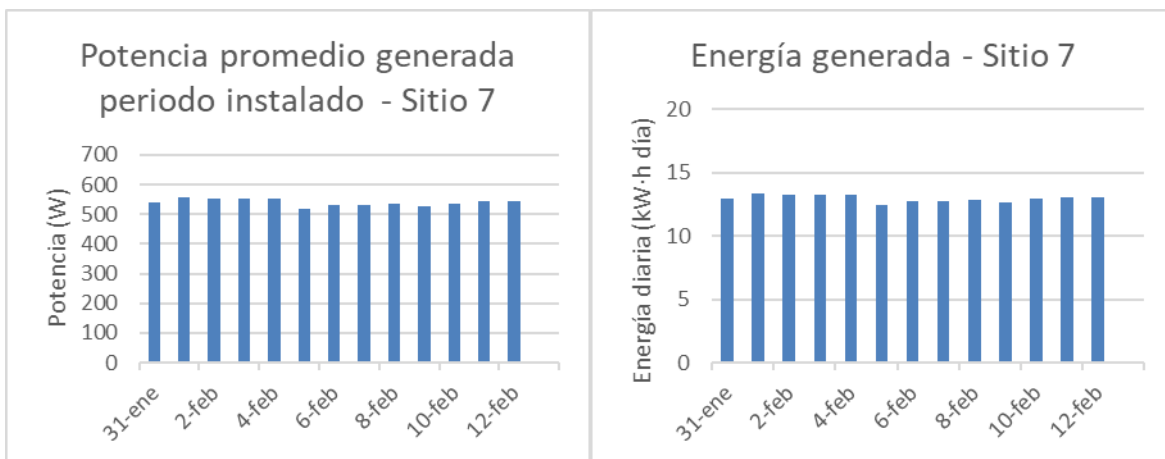


Figura N° 2.69 Potencia y energía generada según modelo matemático.

Con el modelo matemático se estima una energía de 168,69 kW·h, mientras cómo se observó en el punto 2.4.5 la energía neta generada en el periodo de funcionamiento fue de 135 kW·h. Este resultado confirma que la modelación matemática es cercana a la realidad pero brinda valores mayores aproximadamente un 25% mayores debido a factores de eficiencia que no son considerados en la formulación matemática.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS DE PRE FACTIBILIDAD

3.1 Introducción

En este capítulo se estudia la relación entre el diseño de pre factibilidad técnica de sistemas micro hidro-cinéticos y los principales costos de inversión para la etapa de construcción, costos de operación y costos de mantenimiento como también los costos administrativos para el funcionamiento. Asimismo, se hace un breve análisis ambiental del proyecto.

3.2 Determinación del costo de inversión y gastos fijos

3.2.1 Determinación de costo de inversión

La energía hidroeléctrica si bien es una energía renovable bien conocida y el costo nivelado de electricidad y los factores que lo afectan son ya ampliamente estudiados, este no es el mismo caso para las tecnologías de escala micro y pico de generación hidroeléctrica ya que son relativamente nuevas y todavía no se han determinado costos globalizados.

Para la determinación del costo de inversión es necesario desglosar los principales costos en un proyecto hidroeléctrico, dentro de estos podemos citar así como en grandes hidroeléctricas los costos de obra civil y los costos de equipos electromecánicos: donde generalmente la obra civil puede llegar a pesar hasta un 70% de los costos de inversión y los equipos electromecánicos un 30% restante.
[33]

Por otro lado se ha demostrado que cuan más pequeña es la central hidroeléctrica la balanza en el costo inicial de obra civil y equipamiento electromecánico cambia de inclinación; llegando a tener hasta un 40% la obra civil y 60% el equipamiento electromecánico. [34] La figura 3.1 ilustra lo mencionado, donde además se desglosa el equipamiento electromecánico.

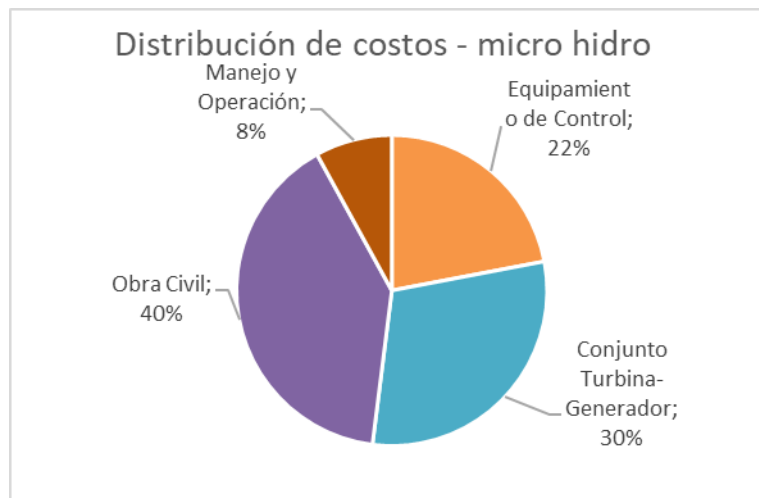


Figura N° 3.1 Distribución de los principales costos de inversión para micro hidroeléctrica. [34]

El desglose del equipamiento electromecánico mostrado en la figura 3.1 será empleado para la posterior determinación de costos iniciales.

De acuerdo a estudios del Banco Mundial en la figura 3.2 se observa el costo inicial de tres tipos de tecnologías consideradas renovables, siendo menores los costos iniciales la tecnología micro hidroeléctrica. [35]

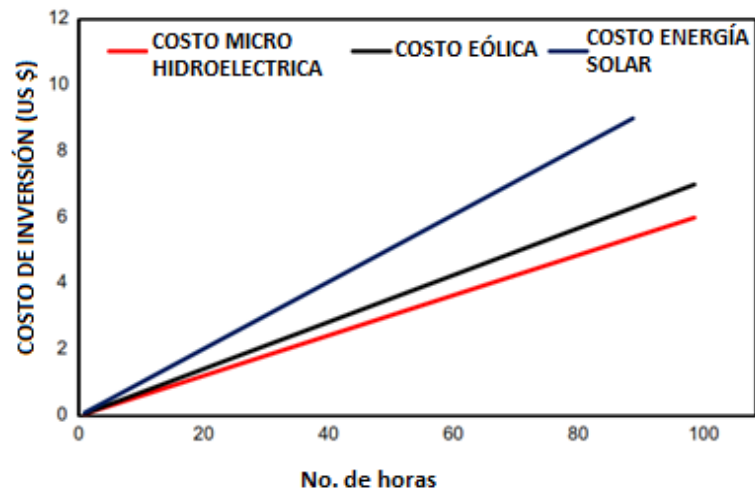


Figura N° 3.2 Costos de producción de energía micro hidroeléctrica frente a otras tecnologías [34]

Las referencias [36] y [33] proponen que el costo total de inversión de micro hidroeléctricas puede variar entre 4000\$ y 6000\$ por kilovatio de potencia instalada.

3.2.1.1 Determinación de costo de obra civil

En base al alcance de este estudio se realizan a continuación la determinación del costo de obras civiles para las tecnologías y modelos aquí abarcados.

a. Obra civil para turbina hidrocínética de canal

El tipo de canal necesario para el adecuado funcionamiento de la turbina, que implica vibración constante, debe constituirse de un replanteo de sitio y de la estructura de hormigón armado de sección en forma de U y con malla electro-soldada r-84 interior. (Consulta a Ing. P. Arteaga, profesional de ingeniería civil)

El volumen proyectado de obra civil de canal se hace con una longitud de dos veces la longitud de la estructura de turbina, para la amortiguación mecánica propuesta por consulta. (Consulta a Ing. P. Arteaga, profesional de ingeniería civil)

Tabla 31 Costo de obras civiles para turbina hidrocínética de canal

Rubros a considerarse en obra civil nueva (canal de 5.3m)	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
Replanteo de sitio	m ³	2.54	350 \$	889.0 \$
Estructura de hormigón armado 180/210 Kg/cm² (canal)	m ³	4.293	1483.8 \$	6370 \$
Anclajes externos al canal. Incluye excavación, material y M.O.	U	2	67 \$	134 \$
Losa de hormigón simple 180 Kg/cm² para armario de equipos	m ³	0.3	1255.4 \$	376.6 \$
Costo total:				7769.6 \$
Rubros a considerarse en canal existente	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
Anclajes externos al canal. Incluye excavación, material y M.O.	U	2	67 \$	134 \$
Losa de hormigón simple 180 Kg/cm² para armario de equipos	m ³	0.3	125.54 \$	376.62 \$
Costo total:				510.6 \$

b. Obra civil para turbina de derivación de canal con eje vertical

El fabricante de la turbina de derivación de canal, provee la estructura de hormigón sobre la cual se emplaza y funciona la turbina. Por ello solamente se considera como obra civil extra una bifurcación del canal de 3m de longitud y el replanteo del sitio sobre el cual se coloca la turbina.

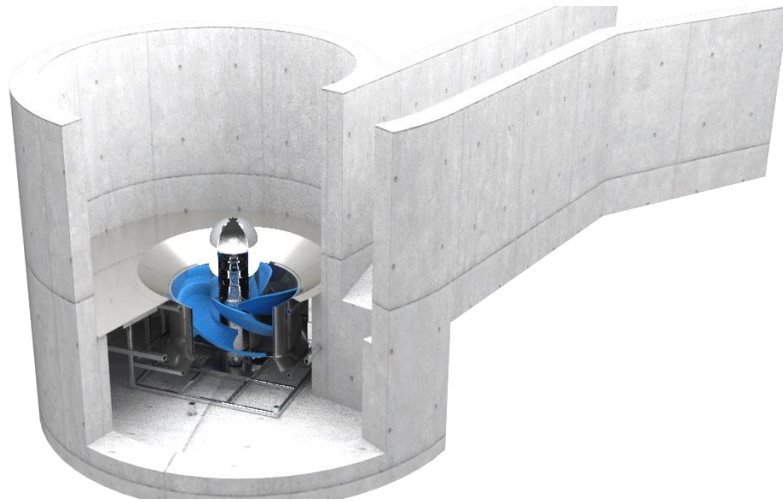


Figura N° 3.3 Estructura de la turbina entregada por el fabricante. Fuente: Fabricante de turbinas tipo

Tabla 32 Costos de obras civiles en turbina de derivación de canal

Rubros a considerarse en derivación de canal	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
Estructura de hormigón armado 180/210 Kg/cm ² (canal)	m ³	2.115	1483.8 \$	3138.24 \$
Losa de hormigón simple 180 Kg/cm ² para armario de equipos	m ³	0.3	1255.4 \$	376.62 \$
Costo total:				3514.86 \$

3.2.1.2 Determinación de costo de kit de turbina

En base a la estructura del estudio se realizan la determinación del costo para los dos kit de turbinas; turbina de canal de 5 kW y turbina de derivación de 15 kW. Esta información servirá para obtener el costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de cada opción, sección 3.3 y compararlas entre sí.

a. Turbina hidrocínética de canal de 5 kW

En base a información del fabricante de la turbina hidrocinética de canal, se detalla en la tabla 33 el costo de la turbina y los equipos periféricos requeridos.

Tabla 33 Costo de turbina hidrocinética de canal

Turbina hidrocinética de canal				
	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Turbina hidrocinética de procedencia alemana 5 kW pico	U	1	12 490€	12 490€
	Costo total €:			12 490€
	Costo total USD:			14 165\$

b. Turbina de derivación de canal de 15 kW

El precio de la tecnología de turbina de derivación de canal es provisto por medio del fabricante en su sitio web y los equipos eléctricos y electrónicos que acompañan su funcionamiento. Se detalla en la tabla 34 el costo de la turbina de 15 kW.

Esta información se respalda también con el estudio de “Navigant Consulting” [37], publicado en la “National Hydropower Association” donde se concluye que una micro hidroeléctrica tendrá un costo de entre 4000 y 6000 \$ por kilovatio instalado.

Tabla 34 Costo de turbina de derivación de canal

Turbina de derivación de canal					
	Unidad	Cantidad	Potencia	Costo por kW de P instalada	Costo total
Turbina de derivación de canal de procedencia belga 50 kW pico	U	1	15 kW	4300 USD	64 500 \$
	Costo total:				64 500 \$

3.2.1.3 Determinación de costo de equipo de control

El equipo de control será el inversor para ambas tecnologías presentadas pero variará en costo debido a la capacidad de potencia del equipo.

Se tomará en cuenta los valores presentados en el estudio de “Brecha de costos de sistemas solar fotovoltaicos en E.E.U.U.” y se calculará su costo. [38]

Tabla 35 Costo por tipo de inversor (USD/W AC-DC) [38]

Tipo de Inversor	Aplicación	\$ por Vatio CA	Constante CC a CA	\$ por Vatio CC
Inversor de cadena - Monofásico	Residencial (no MLPE)	0.14	1.15	0.12
Microinversor	Residencial (MLPE)	0.39	1.15	0.34
Inversor de cadena – Optimizador de potencia en CC	Residencial (MLPE)	0.20	1.15	0.18
Inversor de cadena - Trifásico	Comercial (no MLPE)	0.09	1.15	0.08
Inversor Central	Escala de utilidad (inclinación fija)	0.06	1.36 sobredimensionado	0.04
Inversor Central	Escala de utilidad (rastreo 1 eje)	0.06	1.30 sobredimensionado	0.05

Para las tecnologías de turbina hidrocínética de canal y turbina de derivación de canal se escoge los tipos de inversor correspondientes; inversor monofásico en cadena (Single phase String Inverter) e inversor trifásico en cadena (three phase string inverter) respectivamente.

Tabla 36 Costo de inversores seleccionados

Costo de inversores para micro turbinas			
	Potencia (W)	Costo por vatio (\$/W)	Costo total
Turbina hidrocínética de canal	5 000W	0.14	700 \$
Turbina de derivación de canal con eje vertical	15 000W	0.09	1 350 \$

3.2.1.4 Determinación de costo de manejo, transporte y ubicación

El costo de los rubros indirectos que tienen que ver con manejo, transporte y el emplazamiento de estas tecnologías han sido contemplados en la guía para desarrolladores e inversores de energía hidroeléctrica del banco mundial. [39]

Tabla 37 Costos por grupo en mini centrales eléctricas (USD/kW) [39]

Costos Principales	Mín	Mediana	Promedio	Máx	Coefficiente variación
Desarrollo del proyecto	42.2	216.8	256.4	744.6	0.78
Obras civiles	408.4	1202.6	1396.8	2822.1	0.47
Equipamiento Electro-Mecánico	174.6	774.9	821.0	1363.5	0.49
Otros	1.3	30.3	212.7	500.4	0.58
Contingencias	64.0	204.4	212.7	500.4	0.58
Costo total de planta	981.1	2658.6	2531.9	4459.2	0.40

Los costos indirectos propuestos para estas tecnologías de micro hidroeléctricas se han escogido de 136.9 dólares americanos por vatio (USD/kW), valor con el cual se han determinado los costos mencionados. Los valores adoptados se justifican ya que los valores indirectos pueden ser estimados en un 2% en relación al 30% estimado del costo de la turbina. [39]

Tabla 38 Determinación de costos indirectos para tecnologías de turbinas hidrocinéticas

Costos Indirectos para micro turbinas			
	Potencia (kW)	Costo por kilovatio (USD/kW)	Costo total
Turbina hidrocinética de canal	5 kW	136.9	684.5 \$
Turbina de derivación de canal con eje vertical	15 kW	136.9	2 053.5 \$

3.2.2 Determinación de costo de gastos fijos (operación y mantenimiento)

Para la determinación de los costos de gastos fijos se tomaron de referencia [34] y [39] en donde se menciona que los costos de operación y mantenimiento de una micro central hidroeléctrica varían entre 14.9 y 56.6 dólares por kilovatio por año. El valor escogido es 56.6 USD/kW·año para la turbina de derivación de 15 kW, debido al conocimiento del funcionamiento de estas tecnologías como referencia el punto 2.4 de este estudio, se aplica el mismo valor para ambas tecnologías ya que por la potencia de la turbina hidrocínética de canal no se podría operar y darse mantenimiento durante un año con costos menores a 849 USD.

Tabla 39 Costos indirectos dentro de los principales rubros de una micro central (USD/kW) [39]

	Mín	Mediana	Promedio	Máx	Coefficiente variación
Desarrollo del Proyecto	3.0	7.5	9.2	17.2	0.50
Obras civiles	33.2	55.2	54.3	76.5	0.21
Equipamiento Electro-Mecánico	14.9	29.2	30.3	56.6	0.40
Otros	0.1	1.2	1.3	2.3	0.53
Contingencias	5.4	9.8	9.1	12.6	0.27

Tabla 40 Determinación de gastos fijos para tecnologías de micro turbinas

Costos Indirectos para micro Turbinas hidroeléctricas			
	Potencia (kW)	Costo por kilovatio (USD/kW)	Costo total
Turbina hidrocínética de canal	5 kW	-	849 \$
Turbina de derivación de canal con eje vertical	15 kW	56.6	849 \$

3.2.3 Costo global estimado para inversión para turbina hidrocinética de canal

A continuación se define el costo global estimado para inversión a partir de los valores determinados previamente en los puntos 3.2.1 y 3.2.2 para los escenarios 1, 2 y 3 del estudio de pre factibilidad técnica. Para ello se muestra en la tabla 31 los valores determinados para cada rubro relacionado con la inversión inicial y además se coloca un rubro de 5% adicional para imprevistos y gastos administrativos.

Tabla 41 Costo de inversión estimado turbina hidrocinética de canal

COSTO DE INVERSIÓN ESTIMADO PARA TURBINA HIDROCINÉTICA DE CANAL SITIOS 1 Y 2		
Ítem	Descripción	Precio Total
1	Obra civil para turbina hidrocinética de canal	7 769.6 \$
2	Fijación de turbina externo a canal	510.60 \$
3	Kit de turbina hidrocinética de canal	14 165 \$
4	Equipo de control / Inversor	700 \$
5	Costos indirectos	684.5 \$
	Costo de gastos fijos	849 \$
	Subtotal	24 678.7 \$
	Imprevistos 5%	1 233.9 \$
	Costo Total	25 912.64 \$
	Relación USD/kW	5 182.53 \$

3.2.4 Costo global estimado para inversión para turbina de derivación de canal con eje vertical

A continuación, se define el costo de inversión a partir de los valores determinados en los puntos 3.2.1 y 3.2.2 para los escenarios 4, 5 y 6 del estudio de pre factibilidad. Para ello se muestra en la tabla 42 los valores determinados para

cada rubro relacionado con la inversión inicial y además se coloca un rubro de 5% adicional para imprevistos y gastos administrativos.

Tabla 42 Costo de inversión estimado turbina de derivación de canal

COSTO DE INVERSIÓN ESTIMADO PARA TURBINA DE DERIVACIÓN DE CANAL SITIOS 4, 5 Y 6		
Ítem	Descripción	Precio Total
1	Obra civil para turbina de derivación de canal	3 514.86 \$
2	Kit de turbina de derivación de canal	64 500 \$
3	Equipo de control / Inversor	1 350 \$
4	Costos indirectos	2 053.5 \$
5	Costos de gastos fijos	849 \$
	Subtotal	72 267.36 \$
	Imprevistos 5%	3 613.36 \$
	Costo Total	75 880.73 \$
	Relación USD/kW	5 058.72 \$

En el estudio de pre factibilidad se ha mencionado que los costos de instalación de generación hidroeléctrica a pequeña escala están en el rango entre 4 000\$ y 6 000\$ lo cual indica que el costo estimado para las dos tecnologías se encuentra dentro del rango y se puede proceder con el análisis económico donde se evaluarán los escenarios previamente estudiados.

De las tecnologías abarcadas en el estudio de pre factibilidad se rescatan en la tabla 43 los escenarios donde hay mayor producción de energía para un año seleccionado en las dos tecnologías presentadas.

Tabla 43 Escenarios con mayor rendimiento en tecnologías de estudio

Escenarios con mayor rendimiento energético y relación costo por kilovatio instalado		
	Energía Estimada	Relación costo por kilovatio (USD/kW)
Turbina hidrocínética de canal	5 751.031 kW·h año Año 2017	5 182.53 \$

	<i>Escenario 2-3</i>	
Turbina de derivación de canal con eje vertical	<i>110.01 MW·h año Año 2019 Escenario 4-5</i>	5 058.72 \$

Otros costos que se deberán tomar en cuenta son los costos administrativos (tabla 44), sociales, permisos, licencias y otros, para este rubro se ha tomado el 3% del costo del proyecto. [39]

Tabla 44 Costos administrativos de los proyectos

COSTOS ADMINISTRATIVOS		
Turbina hidrocínética de canal	Costo total: 25 912.64 \$	777.38 \$
Turbina de derivación de canal con eje vertical	Costo total: 75 880.73 \$	2 276.42 \$

3.3 Análisis Económico

El análisis económico se realiza en este estudio de pre factibilidad ya que es una parte esencial del mismo y nos permitirá identificar si, a más de existir o no la pre factibilidad técnica; el proyecto es también rentable considerando el costo de la venta de energía.

En los análisis realizados en 3.2.3 y 3.2.4 se determinaron los escenarios de mejor rendimiento, por lo tanto, serán esos escenarios con los que se trabaje para el análisis económico.

Para el análisis económico se utilizará la metodología del costo nivelado, la cual permite cuantificar el costo nivelado de energía eléctrica – LCOE (en kW·h) generada durante toda la vida útil del proyecto de generación distribuida, así como de centrales convencionales. Con este método es posible realizar un análisis comparativo entre diferentes tecnologías de generación. Esta metodología de

análisis toma en cuenta que el costo de instalación está afectado por la tasa de interés aplicada en la inversión y por el flujo de dinero durante la construcción. [40]

El costo total nivelado es la suma del costo nivelado de inversión y el costo de producción. Este último es el generado durante la vida económica de la planta e incluye el costo nivelado de combustible y costo nivelado de operación y mantenimiento.

3.3.1 Metodología del análisis Económico

La metodología aplicada se detalla en [41], donde se considera la regulación 003/11 de CONELEC (actual ARCONEL) que describe el cálculo del plazo y de los precios preferenciales para proyectos de generación y autogeneración que utilizan energías renovables para proyectos de iniciativa privada; que es el escenario más cercano a el contexto de este estudio, ya que la regulación 001/14 del ARCONEL para la participación de auto-generadores en el sector eléctrico limita las tecnologías de energías renovables no convencionales que están dentro del rangos entre 100 kW y 1 MW a la cual el presente estudio no se puede acoger.

Se fijan un solo escenario de evaluación:

- a) Implementación mediante recursos propios.

3.3.2 Cálculo de la tasa de descuento

Para el cálculo de la tasa de descuento se aplica la formulación de la tasa de descuento descrita en el Anexo III de la regulación 003/11 del ex –CONECEL, plasmada en la fórmula (19). [42]

$$CPPC = CAPM\% \frac{\text{Capital Inversionistas}}{\text{Total Inversión}} + i\%(1 - T) \frac{\text{Capital Financiero}}{\text{Total Inversión}} \quad (23)$$

En dónde:

- $i\%$ Tasa de interés del capital financiero.
- $(1 - T)$ Efecto de corrección de la tasa nominal, por el efecto fiscal

El Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital (*CAPM*) reflejará la tasa de rendimiento para el capital del inversionista y se calculará con la formulación de la ecuación (20). [42]

$$CAPM\% = \%_{LR} + \beta(\%_i - \%_{LR}) + PRM \quad (24)$$

Donde:

$\%_{LR}$ Tasa libre de riesgos que se considera como la tasa en bonos del tesoro de EEUU para un periodo de 30 años.

β Conocido como el riesgo sistemático. Coeficiente que refleja el riesgo de la industria de generación eléctrica con respecto al portafolio de mercado; que puede tener los siguientes valores: [42][41]

$\beta = 1$ Cuando el riesgo de inversión es igual al riesgo promedio del Mercado

$\beta < 1$ Cuando el riesgo es menor al riesgo promedio del mercado

$\beta > 1$ Cuando el riesgo es mayor al riesgo promedio del mercado

$\%_i$ Tasa de rentabilidad esperada de la industria.

PRM Prima por el riesgo asociado al mercado interno

Consideraciones dentro de la tasa de descuento

En el mercado eléctrico ecuatoriano no existen estudios ni valores definidos del riesgo sistemático, ni de la tasa de rentabilidad esperada, por ello la tasa de rendimiento del capital del inversionista no puede ser calculada directamente con

la ecuación (19) y se estimará este valor como la rentabilidad del mercado de 3.5% esperada por el inversionista ya que ELECAUSTRO es una empresa pública y su enfoque principal es generar energía o servicio eléctrico y no el crecimiento de capital, estableciendo con ello la tasa de rendimiento para el inversionista en 3.5%.

$$CAPM\% = 3.5\% \quad (25)$$

Ya que el estudio de pre factibilidad contempla un solo escenario se calculará la tasa de descuento para cada tecnología y los resultados se presentan en el Anexo 3.

Para el único escenario donde la implementación del proyecto es por medio de recursos propios; la tasa de descuento será la misma que la tasa de rendimiento del capital del inversionista.

$$\text{Financiamiento a)} \quad CAPM\% = CPPC = 3.5\% \quad (26)$$

No existirá un interés referencial para el financiamiento del proyecto en caso de avanzar con otras etapas de planificación, sino que se propone realizar un financiamiento con recursos propios debido al monto proyectado.

3.3.3 Cálculo del costo nivelado de energía

El costo nivelado de la energía LCOE (Levelized Cost of Energy) permitirá la comparación entre energías provenientes de diferentes fuentes, además expresa de forma matemática “el precio de equilibrio único donde los futuros egresos descontados a valor presente son iguales a la producción energética también descontada” [38,p84].

El cálculo del costo nivelado de energía LCOE relaciona la sumatoria de inversión y costos a tiempo actual y la sumatoria de energía generada a tiempo actual. Para el cálculo del LCOE en cada escenario se empleará la ecuación 23 acorde a las referencias [42][41]

$$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{(Egresos)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{(Producción)_j}{(1+i)^j}} \quad (27)$$

Donde:

i Tasa de descuento

j Año

n Tiempo de vida de la centralida del sistema

Para efectuar la estimación correcta de costo nivelado de energía se deberá considerar el plazo establecido en el Anexo II de la regulación CONELEC 003/11 que define para la energía hidroeléctrica entre 0 - 0.5 MW un plazo de 20 años de duración del título habilitante.

3.3.4 Cálculo de Valor actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)

Una vez calculado el costo nivelado de energía, éste nos será base necesaria para realizar el análisis económico del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Si los valores de VAN y TIR son favorables, el proyecto se acepta, si no lo es, se deberá aumentar el precio de la energía para realizar una nueva evaluación. [40]

- El valor actual neto es el valor monetario a tiempo actual que resulta de restar la suma de flujos netos a la inversión inicial. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros,

originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento (d) es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La fórmula que permite calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_o \quad (28)$$

Dónde:

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t

I_o es el valor del desembolso inicial de la inversión

n es el número de periodos considerados

k es el tipo de interés

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

- El valor de tasa interna de retorno - TIR es aquel interés que hace que el VAN sea igual a cero, es decir, que el interés esperado por los inversionistas deberá

ser menor al TIR para que signifique que el proyecto es considerado económicamente rentable.

El TIR realiza el mismo cálculo llevando el VAN a cero, por lo cual el resultado de esta ecuación da por resultado un porcentaje, que luego será comparado con el porcentaje de interés que se haya definido como más seguro. Como su nombre lo indica, la TIR muestra un valor de rendimiento interno de la empresa expresado en porcentaje, y comparable a una tasa de interés.

Para realizar el análisis de viabilidad de la empresa, la tasa de rendimiento interno (TIR) debe ser comparada con una “tasa mínima de corte”, que representa el costo de oportunidad de la inversión. Se trata de dos porcentajes que pueden ser comparados de forma directa, y el que sea mayor, representará entonces una mayor rentabilidad.

De esta forma, se puede realizar una comparación simple entre ambos porcentajes y de acuerdo a esta comparación se determina si el proyecto se debe o no se debe llevar a cabo. El análisis de la TIR es el siguiente, donde r es el costo de oportunidad:

- Si $TIR > r$ entonces se aprobará el proyecto.
- Si $TIR < r$ entonces se rechazará el proyecto.

Donde r representa el costo de oportunidad.

3.3.5 Análisis económico – Tecnología de turbina hidrocínética de canal

El análisis completo del escenario de financiamiento para la tecnología de turbina hidrocínética de canal se presenta en el Anexo 4.

Los esquemas de flujo de caja tienen como objetivo medir la rentabilidad del proyecto en función de los recursos que se han destinado para el mismo.

El escenario de financiamiento descrito y en base al cual se realiza el análisis económico, se resume en la tabla 45.

Tabla 45 Escenario de financiamiento

ESCENARIO DE FINANCIAMIENTO	NOMENCLATURA
IMPLEMENTACIÓN CON RECURSOS PROPIOS	A

Tabla 46 Tabla resumen de análisis económico para Turbina hidrocínética de canal

ESCENARIO	A
VAN	7265.88 \$
TIR	7.30 %
LCOE	\$ 0.743

Con el análisis implementado el único escenario para proyecto de generación distribuida con la Turbina hidrocínética de canal se da realizando la suposición de que la energía es pagada al valor de LCOE para dicha tecnología.

En un segundo caso, donde la energía pudiera ser comerciada al costo establecido en la regulación 003/11 tendríamos los siguientes resultados.

Tabla 47 Tabla resumen de análisis económico para Turbina hidrocínética de canal con precio real de venta

ESCENARIO	A
VAN	-59252.77 \$
TIR	-6.29 %
VVE	\$ 0.0717
LCOE	\$ 0.743

Con la premisa de que la turbina se encuentra subutilizada debido a la velocidad del caudal presente, se puede entender el por qué el costo de la energía resultante de esta tecnología es muy alta comparada a otras tecnologías de energía renovable.

3.3.6 Análisis económico – Tecnología de turbina de derivación de canal con eje vertical

El análisis del escenario de financiamiento para la tecnología de tecnología de derivación de canal se presenta en el Anexo 5.

Tabla 48 Tabla resumen de análisis económico para Turbina de derivación de canal con eje vertical

ESCENARIO	A
VAN	-65120.268 \$
TIR	0.93 %
LCOE	\$ 0.028

Con el análisis implementado para el proyecto de turbina de derivación de canal con eje vertical se comprueba que a pesar de tener un costo nivelado de energía muy bajo; es también menor al mismo costo comercial en el mercado, compitiendo con generadoras hidroeléctricas de hasta 10 MW en las cuales el costo de producir energía es mucho menor, como consta en la regulación 004/11. A pesar que el escenario no se muestra rentable (VAN negativo) se debe analizar también que si no se busca un rendimiento económico, el proyecto puede resultar beneficioso para una empresa pública y más aún si se valora los costos que se evitan al dejar de importar combustible fósil y las toneladas de CO₂ que se evitan al generar energía con fuentes renovables.

En un segundo caso, donde la energía pudiera ser comerciada al costo establecido en la regulación 004/11 tendríamos los siguientes resultados.

Tabla 49 Tabla resumen de análisis económico para Turbina de derivación de canal con eje vertical

ESCENARIO	A
VAN	10 482.84 \$
TIR	0.65 %
VVE	\$ 0.0717
LCOE	\$ 0.028

3.4 Análisis de sensibilidad

Finalmente se realiza el análisis de sensibilidad por el cual mediante la variación del precio de venta de la energía se determina el valor mínimo de USD / kW·h para el cual el escenario financiero se vuelve rentable.

3.4.1.1 Análisis de sensibilidad para turbina hidrocínética de canal

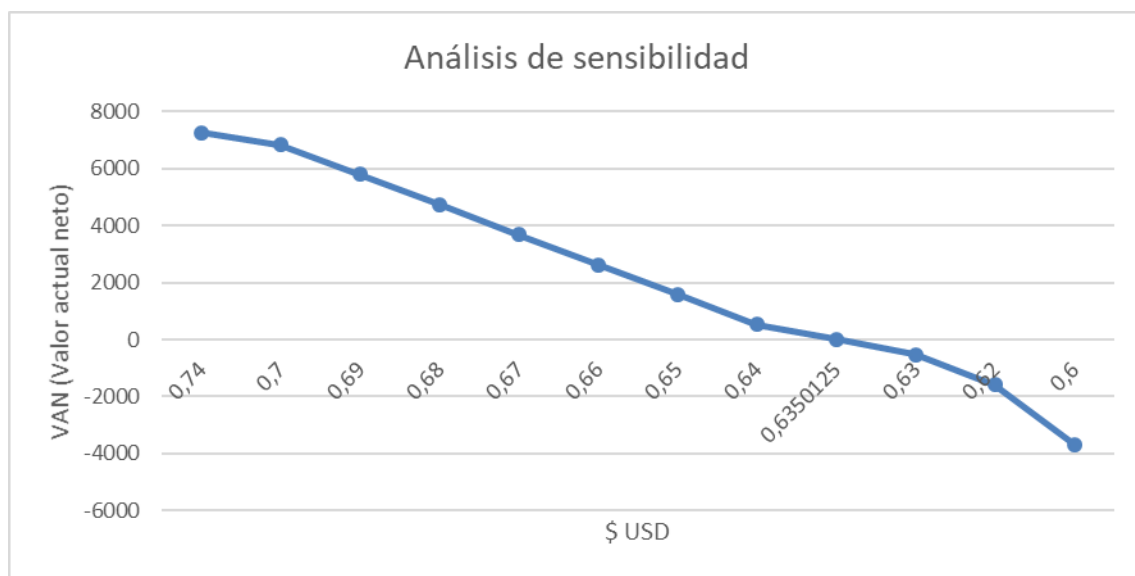


Figura N° 3.4 Análisis de sensibilidad para turbina hidrocínética de canal.

Al realizar el análisis de sensibilidad para el escenario presentado, se ha obtenido el valor de venta de energía necesario para que el VAN sea cero, es decir que el proyecto no presente pérdidas a lo largo de su vida útil.

El valor de venta de energía necesario es de 0.635 USD/kW·h (dólares americanos).

3.4.1.2 Análisis de sensibilidad para turbina de derivación de canal con eje vertical

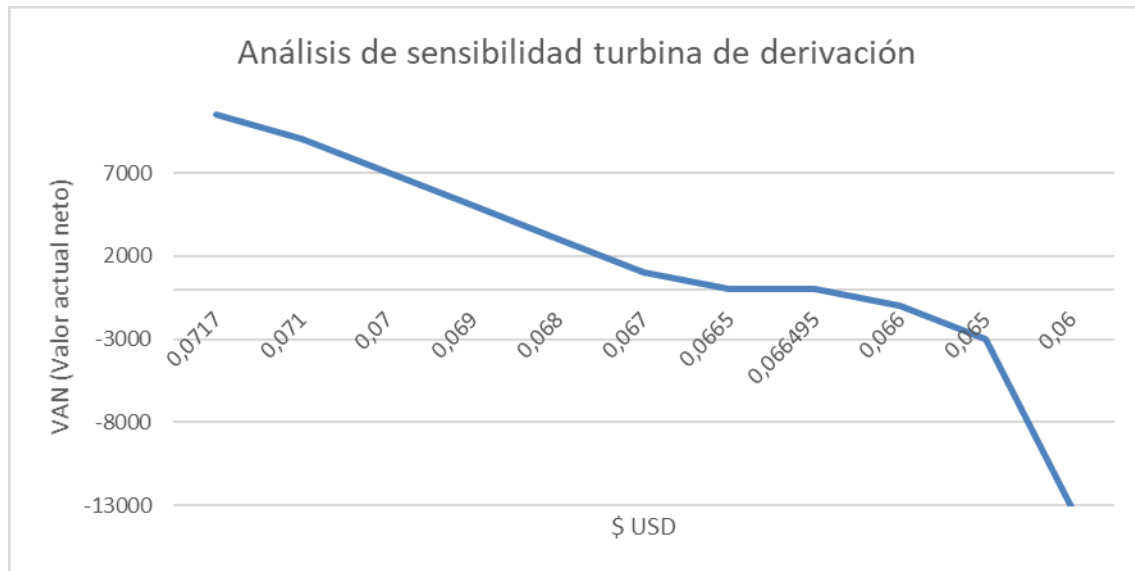


Figura N° 3.5 Análisis de sensibilidad para turbina de derivación de canal con eje vertical.

Al realizar el análisis de sensibilidad para el escenario presentado, se ha obtenido el valor de venta de energía necesario para que el VAN sea cero, es decir que el proyecto no presente pérdidas a lo largo de su vida útil.

El valor de venta de energía necesario es de 0.066 USD/kW·h (dólares americanos).

3.5 Análisis Ambiental

Las micro hidroeléctricas tienen un impacto mínimo al medio ambiente porque al no bloquear el cauce de ríos, no inundan terrenos adyacentes ni impiden la migración de ciertas especies, además de que las obras civiles para la construcción o implementación son de pequeña magnitud ya que su funcionamiento no está limitado a caídas de agua. Por los escasos impactos ambientales, la alta eficiencia y los beneficios que presentan las tecnologías de

generación a pequeña escala; las micro turbinas hidroeléctricas y aquellas que aprovechan el caudal constante de agua son opciones prometedoras para implementación de generación distribuida. [26]

Se debe destacar que aunque se nota una variación constante a lo largo del año de los caudales y consecuentemente de la generación de energía eléctrica por medio de micro turbinas hidroeléctricas, con una vista más detenida veremos que en un mismo día, e inclusive semanas completas se mantienen los caudales casi constantes a diferencia de otras tecnologías de generación distribuida tales como solar fotovoltaica y turbinas eólicas. [44] Esto nos indica que aunque con impactos ambientales similares que en otras fuentes renovables, en las tecnologías de micro hidroeléctrica el aprovechamiento del recurso brindará un factor de planta mucho mayor que en otros proyectos de generación distribuida además de implementar una fuente más confiable de generación eléctrica.

Es importante destacar que al ser un proyecto a pequeña escala, es posible replicarlo donde el escenario lo permitiese, teniendo la capacidad de producir y consumir energía limpia sin depender de los problemas que una red externa pueda provocar.

Tabla 50 Emisiones y costo de emisiones evitados con generación distribuida por medio de micro hidroeléctricas

Tecnología	Energía producida	Combustible equivalente	Costo del combustible equivalente	Toneladas de CO2 evitadas
Turbina hidrocínética de canal 5 kW·h	5 751.03 kW·h·año	543 litros de Diesel	148.782 \$	1.512 t
Turbina de derivación con eje vertical 15 kW·h	110.01 MW·h·año	103 800 litros de Diesel	28 441.2 \$	289.153 t

Los proyectos de generación eléctrica por medio de fuentes renovables y la generación distribuida evitan la compra de combustibles fósiles para la generación

termoeléctrica y con ello también la emisión de toneladas equivalentes de gases de efecto invernadero; principalmente CO₂.

3.6 Propuesta en el marco legal

El avance de las diferentes tecnologías de generación a pequeña escala y los cambios en las reformas del sector eléctrico ecuatoriano como la regulación 003/11, 001/13, 002/13, 004/15, 003/18, (buscando con ellas la implementación de la autogeneración que tuvo como base legal el Mandato N° 15 de la Asamblea Constituyente de 2008) busca cambiar un esquema de tener grandes centrales lejos de los consumidores, hacia un nuevo modelo en donde los sistemas de GD brindan soluciones para los usuarios como para el SEP y permiten involucrar la planificación dentro de la generación distribuida.

El presente estudio es realizado sin tener una normativa legal vigente en el Ecuador que especifique de manera clara y bien definida en cuanto a potencia instalada, horarios de inyección a la red, compra y venta de energía a un auto generador de energía hidroeléctrica en pequeña escala. Regulaciones existentes como la CONELEC 004/11 y CONELEC 001/14 definen parámetros importantes como la operación comercial de auto generadores, así como procesos de calificación y título habilitante para centrales de energía renovable no convencionales desde uno y diez megavatios de potencia instalada en cada regulación citada.

Por lo antes descrito, es evidente la carencia de una normativa legal y técnica clara para las tecnologías y proyectos de generación distribuida con tecnologías de micro turbinas hidroeléctricas. Los organismos de control y regulación del sistema eléctrico nacional deben priorizar el trabajo en regulaciones claras en calificación de proyectos, operación comercial, operación de instalaciones, operación comercial e inclusive parámetros de conexión a la red como la regulación 003/18.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

4.1.1 Conclusión General

- En el presente trabajo de titulación se demuestra que existe pre-factibilidad técnica para la inserción de Generación Distribuida Hidrocinética en canales de conducción de agua dentro del Complejo Hidroeléctrico Machángara (CHM) con la tecnología de turbina de derivación de canal, después de haber realizado los análisis técnicos y económicos pertinentes de las dos tecnologías abarcadas en el estudio. Mientras que se demuestra que no existe pre factibilidad para la inserción de generación distribuida con turbinas hidrocinéticas.

4.1.2 Conclusiones Específicas

- Se determinó que el recurso hídrico así como los canales dentro del CHM es abundante, continuo a lo largo del año y adecuado para proyectos de generación distribuida. Pudiendo generar energía eléctrica con diferentes turbinas en factores de planta que van desde 30% hasta 80% del año.
- El análisis estadístico de los caudales en canales de conducción dentro del Complejo Hidroeléctrico Machángara ha permitido tener una vista clara de su funcionamiento, observar la fragilidad de los mismos ante fallas geológicas o no contempladas en un escenario normal y también observar su correlación con los niveles en represas y pluviosidad presente.

- Se analizó el funcionamiento de dos tecnologías de generación micro hidroeléctrica. Además, se modeló matemáticamente el comportamiento de cada una y se predijo volúmenes de energía que se podrían aprovechar con dichas tecnologías.
- Se determinaron sitios, escenarios y condiciones dentro del CHM para los posibles emplazamientos de proyectos de generación distribuida hidrocinética.
- Se establecieron presupuestos aproximados para dos tecnologías de generación micro hidroeléctrica con sus principales componentes requeridos y se estimó el costo de producción de energía por medio del análisis económico.
- Los precios de venta de energía en este estudio de pre factibilidad consideran que ELECAUSTRO al ser una empresa pública deberá tener una mínima rentabilidad, de tal manera que el precio de la energía será menor a los que se obtienen con proyectos de generación privados.
- En este trabajo se abarcó también la inserción de generación distribuida en los niveles de potencia de las tecnologías estudiadas (5 kW y 15 kW) hacia el alimentador S-0427 en los escenarios analizados y apoyándonos en trabajos de titulación paralelos a este se encontró que no provocarían resultados desfavorables en el alimentador citado.
- El precio para la venta de energía determinado en el presente estudio incluye un margen de seguridad del 3.5% y aún con ello los precios en el escenario de turbina de derivación es menor que los dictados en la regulación 004/11 del CONELEC con lo cual se comprueba que en el sector público estos proyectos se podrían implementar obteniendo rentabilidad si las condiciones de inyección a la red fuesen las mismas para generación micro como para centrales hidroeléctricas de hasta 10MW reconocido en la mencionada regulación.

4.2 Recomendaciones

Como se analizó en el capítulo 3, existen deficiencias en el alcance de las regulaciones del sector eléctrico que no permiten caracterizar de manera completa los parámetros del estudio económico ya que regulaciones sobre costos, centrales de generación, títulos habilitantes e indicadores no se establecen para proyectos inferiores a 300 kW o 1 MW para tecnologías que no sean solar fotovoltaica o eólica. Por ello se recomienda que se debe recabar más información y plantear estudios a profundidad sobre los parámetros omitidos por falta de regulaciones.

Se recomienda que, de seguir una etapa de factibilidad y diseños definitivos en este proyecto, se trabaje sobre los análisis económicos ajustándose más en la realidad de ELECAUSTRO, costos de inversión por importación y diseño de infraestructura requerida. Al tratarse de una empresa pública, se deberá realizar un análisis económico propiamente dicho que incluya parámetros económicos, sociales y ambientales de beneficio para el país y no solo para la empresa.

Para proyectos futuros sobre este mismo tema, se recomienda abarcar más tecnologías que se van incorporando al mercado como los tornillos hidrodinámicos y turbinas flotantes de río que debido a las características del CHM se podrían implementar con resultados mejores o similares a los obtenidos en este estudio.

4.3 Trabajos futuros

Debido al alcance de este trabajo de titulación, no se consideró otras tecnologías como por ejemplo turbinas generadoras con el principio de tornillo de Arquímedes, en las cuales se necesita grandes caudales como los disponibles en los canales del CHM y no requiere otros parámetros como velocidad o dimensiones específicas.

En un trabajo futuro de mayor alcance debe desarrollarse estudios del tipo de suelo antes de implementar tecnologías como la turbina de derivación de canal ya que el peso del conjunto requiere que el sitio esté estabilizado previamente.

Se pueden contemplar a futuro estudiar proyectos de generación distribuida hidráulica donde se requieran nuevos emplazamientos y construcciones civiles ya que este estudio no contempla obras de infraestructura nuevas; esta observación considerando que se comprueba a lo largo del estudio que el recurso hídrico es abundante y continuo a lo largo de al menos 9 meses del año.

Debido a la carencia de regulaciones y normativa clara en ARCONEL sobre generación distribuida abarcando tecnologías de micro hidroeléctrica, inyección a la red de potencia menor a los 300 kW o 1 MW, regulaciones sobre precios y títulos habilitantes para pequeños proyectos de generación; fuera un gran a porte estudiar estos temas a profundidad.

El modelamiento matemático de las turbinas en este estudio se realiza con el modelamiento básico y ajustado a las condiciones de las tecnologías abarcadas por ello se podría proponer un trabajo más extenso sobre la caracterización de otras tecnologías y mejoras sobre los modelos ya existentes.

Trabajos sobre el impacto de la inserción de generación eléctrica en las redes de media y baja tensión, así como el planeamiento de la expansión de las redes de distribución y transmisión; con ubicación óptima y con las mínimas afecciones al sistema serán un complemento a los estudios de factibilidad para proyectos de generación distribuida con energías renovables no convencionales.

Como trabajo futuro se puede estudiar el uso de importantes recursos hídricos como el agua potable o el suministro de aguas de industrias que, como es mencionado en la bibliografía se puede aprovechar de una manera más estable a lo largo del año y con un caudal controlado. [45] [46]

Referencias Bibliográficas

- [1] J. N. Brass, S. Carley, L. M. Maclean, and E. Baldwin, "Power for Development : A Review of Distributed Generation Projects in the Developing World."
- [2] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: Definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [3] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, "Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador," *Ingenius*, no. 19, p. 60, 2018.
- [4] C. Gonzalez-Longatt, F. Fortoul, "Review of the Distributed Generation Concept : Attempt of Unification Key words," vol. 1, no. 3, pp. 1–4, 2005.
- [5] Comision Reguladora Energía, "Generación distribuida," *Ley Electr. México*, no. Expide disposiciones y contrapretaciones aplicables a centrales electricas de generacion distribuida., pp. 2017–2019, 2019.
- [6] F. Gonzalez Longatt, "Impacto de la Generación D. en el comportamiento de los sistemas de Potencia," Universidad Central de Venezuela, Caracas, 2008.
- [7] F. H. Guan, D. M. Zhao, X. Zhang, B. T. Shan, and Z. Liu, "Research on distributed generation technologies and its impacts on power system," *1st Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply, SUPERGEN '09*, pp. 1–6, 2009.
- [8] H. Gusmedi and E. Komalasari, "Feasibility and optimal design of micro-hydro and photovoltaic hybrid system in support to energy independent village," *Proc. - ICPERE 2014 2nd IEEE Conf. Power Eng. Renew. Energy 2014*, pp. 136–139, 2014.
- [9] Mohibullah, M. A. M. Radzi, and M. I. A. Hakim, "Basic design aspects of micro hydro power plant and its potential development in Malaysia," *Natl. Power Energy Conf. PECon 2004 - Proc.*, pp. 220–223, 2004.
- [10] J. F. Carrillo, "Diseño mecánico de una turbina hidrocinética para generación de energía en la estación de biodiversidad del Tiputini," 2018.
- [11] A. A. Khan and M. R. Khan, "A simple and economical design of micro-hydro power generation system," *2015 Power Gener. Syst. Renew. Energy Technol. PGSRET 2015*, 2015.
- [12] R. Stanev, "A primary power control of small hydro power plants operating in autonomous, micro and minigrids," *2014 18th Int. Symp. Electr. Appar. Technol. SIELA 2014 - Proc.*, 2014.
- [13] V. Valsan and P. Kanakasabapathy, "Design and Implementation of Smart Energy Management System for Stand-alone Micro-hydro Systems," *2017 Int. Conf. Technol. Adv. Power Energy (TAP Energy)*, pp. 1–6, 2017.
- [14] R. Viral and D. K. Khatod, "Optimal planning of distributed generation systems in distribution system : A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 5146–5165, 2012.
- [15] P. Prakash and D. K. Khatod, "Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems : A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 111–130, 2016.
- [16] Š. Tkáč, "Hydro power plants, an overview of the current types and technology," *Sel. Sci. Pap. - J. Civ. Eng.*, vol. 13, no. s1, pp. 115–126, 2018.
- [17] Smart Hydro Power, "Smart / Monofloat turbine," *Datasheet*, p. 75, 2019.
- [18] Turbulent Hydro, "Turbulent Hydropower Measurement manual," *Datasheet*, 2019.
- [19] H. V. Sumba, "Proyección hidrológica del complejo hidroeléctrico machángara para el año

- 2019,” no. Empleo de Inteligencia Artificial para proyección de caudales, pp. 1–7, 2019.
- [20] G. Blanco, R. Amarilla, A. Martinez, C. Llamosas, and V. Oxilia, “Energy transitions and emerging economies : A multi-criteria analysis of policy options for hydropower surplus utilization in Paraguay,” *Energy Policy*, vol. 108, no. June, pp. 312–321, 2017.
- [21] E. Vassoney, A. Mammoliti, and C. Comoglio, “Use of multicriteria analysis (MCA) for sustainable hydropower planning and management,” *J. Environ. Manage.*, vol. 196, pp. 48–55, 2017.
- [22] J. Zhao, N. Chen, C. Chen, Y. Cui, and H. Ma, “Modeling and simulation of micro-grid based on small-hydro,” *POWERCON 2014 - 2014 Int. Conf. Power Syst. Technol. Towar. Green, Effic. Smart Power Syst. Proc.*, no. Powercon, pp. 3257–3264, 2014.
- [23] National Electrical Committee, “215 . 2 (A) (1) Feeders . Minimum Rating and Size .,” vol. 2, no. 1, pp. 1–3, 2019.
- [24] A. Rodriguez, “SIMULACIÓN COMPUTACIONAL DEL DESEMPEÑO HIDRÁULICO DE UNA TURBINA HIDROKINETICA DE EJE HORIZONTAL,” Universidad Santo Tomás, 2018.
- [25] A. F. Yachou, “Diseño y Cálculo de Turbina Hidrocinética para Ríos,” 2015.
- [26] S. J. Williamson, B. H. Stark, and J. D. Booker, “Low head pico hydro turbine selection using a multi-criteria analysis,” *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 43–50, 2014.
- [27] A. Aragón, “Criterios para la selección de parámetros característicos de turbinas hidrocinéticas de eje horizontal,” p. 69, 2013.
- [28] F. A. Pizaña, J. J. H. Gómez, F. De Ciencias, U. Nacional, and A. De México, “Sobre la ley de Betz,” no. October 2015, 2017.
- [29] T. Shintake, “Harnessing the Power of Breaking Waves,” no. May, 2018.
- [30] A. K. Gupta, “Efficient Wind Energy Conversion : Evolution to Modern Design,” pp. 1–10, 2016.
- [31] B. Guo, S. Bacha, M. Alamir, and A. Mohamed, “Variable speed micro-hydro power generation system : Review and Variable speed micro-hydro power generation system : Review and Experimental results * To cite this version : HAL Id : hal-01907850,” no. April, 2019.
- [32] M. Xavier and C. Tenempaguay, “Facultad de Ingeniería,” 2019.
- [33] K. Kusakana, “Hydro aeropower, an option for electricity cost reduction in farming applications,” *Proc. Conf. Ind. Commer. Use Energy, ICUE*, 2017.
- [34] A. H. Elbatran, O. B. Yaakob, Y. M. Ahmed, and H. M. Shabara, “Operation, performance and economic analysis of low head micro-hydropower turbines for rural and remote areas: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 40–50, 2015.
- [35] S. J. Wachter, “Pint-size dams harness streams, New York Times; 16 March 2009,” *New York Times*, 2009.
- [36] S. K. Singal, R. P. Saini, and C. S. Raghuvanshi, “Energy for Sustainable Development Analysis for cost estimation of low head run-of-river small hydropower schemes,” *ESD*, vol. 14, no. 2, pp. 117–126, 2010.
- [37] N. Consulting, “NHA_JobsStudy_FinalReport.pdf.” .
- [38] R. Fu, D. Feldman, and R. Margolis, “U . S . Solar Photovoltaic System Cost Benchmark : Q1 2018,” no. October, 2018.
- [39] Fichtner, WorldBank, “Hydroelectric Power.”
- [40] A. Santiago, A. Sautto, J. M. Bouza, C.N. Montaña, “GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN AEROGENERADORES : EVIDENCIA EMPÍRICA.”
- [41] S. M. Herrera, “Metodología para determinar el precio de comercialización de la energía



producida por una central fotovoltaica conectada a la red,” 2016.

- [42] ARCONEL, “CONELEC-plazos 003-11.pdf.” .
- [43] Y. Edenhofer, Ottmar Pichs-Madruga, Ramón Sokona, *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. .
- [44] A. G. P. Narrain, *Low Head Hydropower for Local Energy Solutions*. .
- [45] A. R. Wallace, “Embedded Mini-Hydro Generation in the Water Supply Industry Potential for Power Generation,” *Oppor. Adv. Int. Electr. Power Gener. Int. Conf.*, no. 419, pp. 18–20, 1996.
- [46] H. Zainuddin, A. Khamis, M. S. Yahaya, M. Basar, J. M. Lazi, and Z. Ibrahim, “Investigation on the performance of pico-hydro generation system using consuming water distributed to houses,” *2009 1st Int. Conf. Dev. Renew. Energy Technol.*, pp. 1–4, 2009.

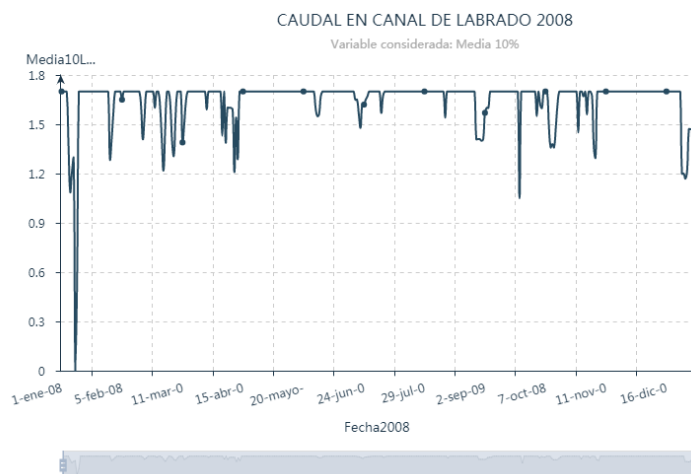
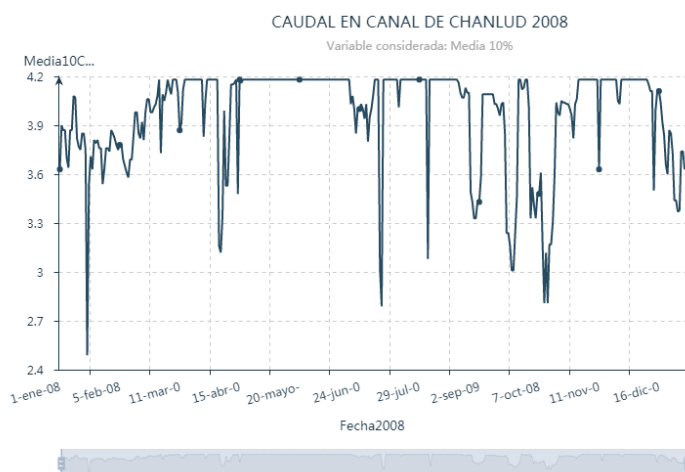
ANEXOS

Anexo I

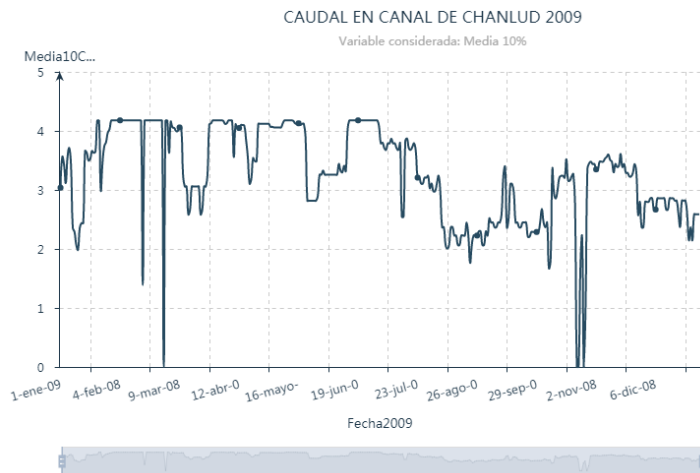
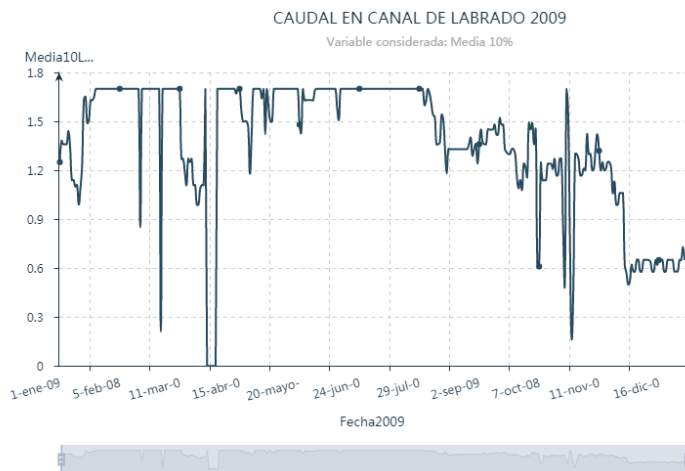
DATOS ESTADÍSTICOS DE CAUDALES – PERIODO 2008-2018

Los valores obtenidos del análisis estadístico de caudales en los canales de Chanlud- Tuñi, Labrador- Tuñi y Bocacaz- Dutasay corresponden a el valor de media aritmética entre un rango de 80% de los datos. Así para cada año se fue obteniendo los valores correspondientes a media, mediana

Año 2008

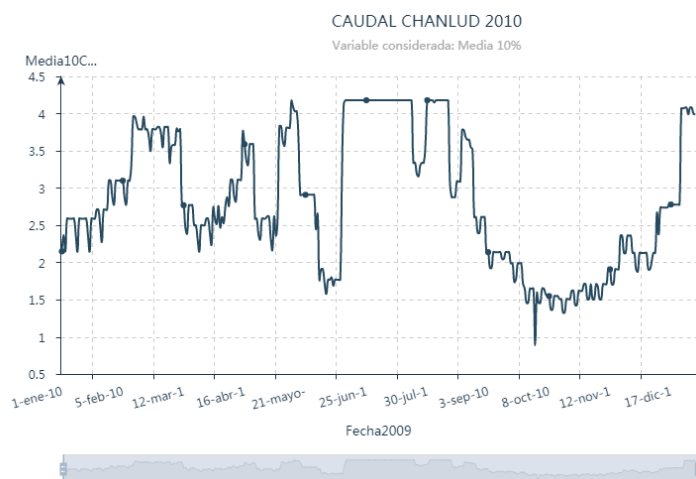
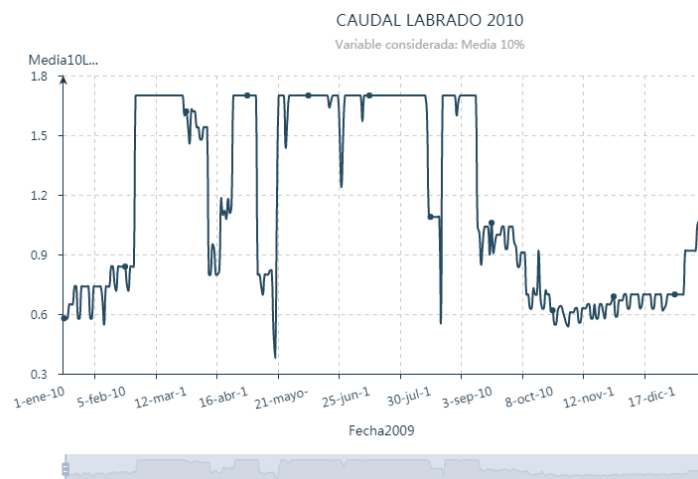


Año 2009

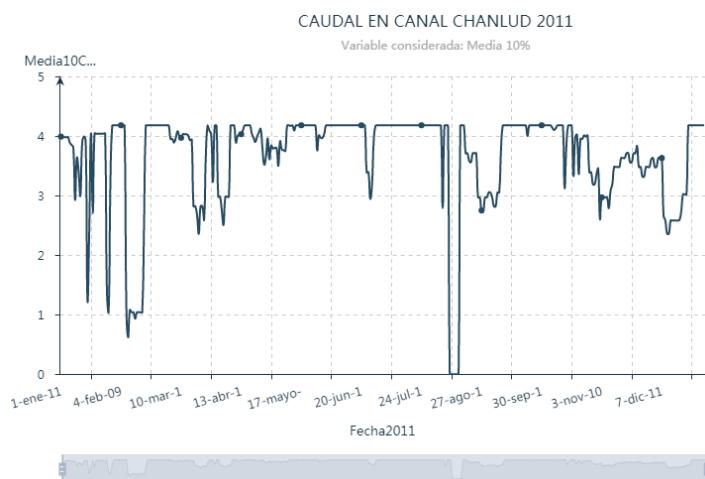
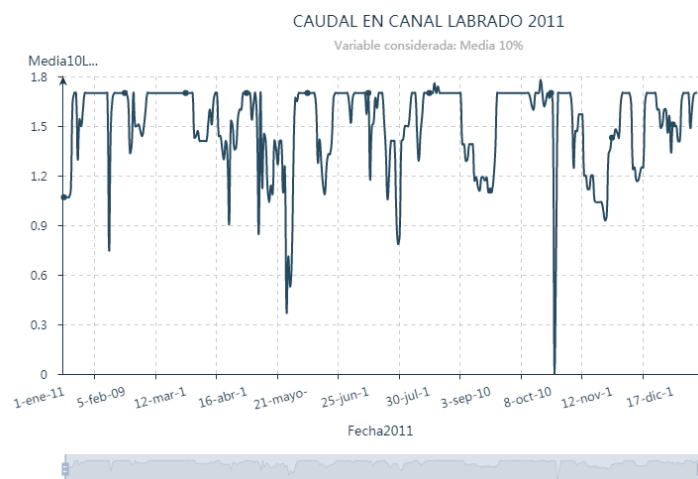




Año 2010



Año 2011



Año 2012



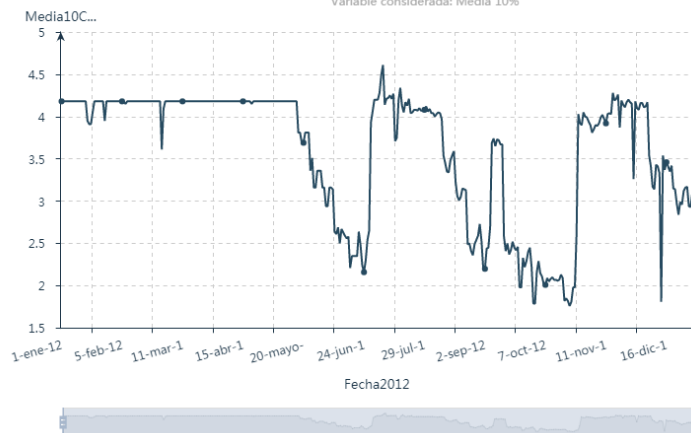
CAUDAL EN CANAL DE LABRADO 2012

Variable considerada: Media 10%



CAUDAL EN CANAL DE CHANLUD 2012

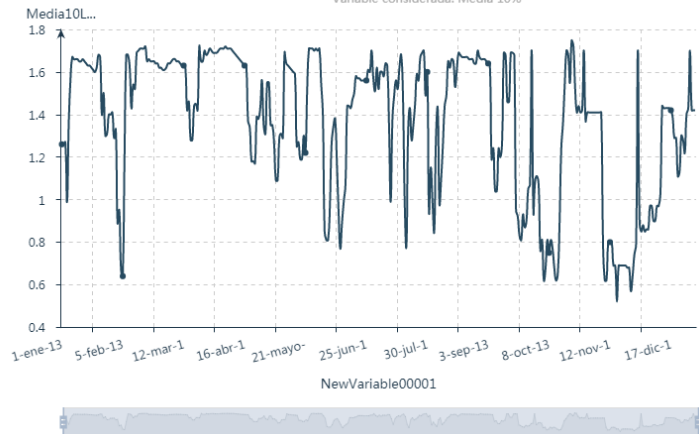
Variable considerada: Media 10%



Año 2013

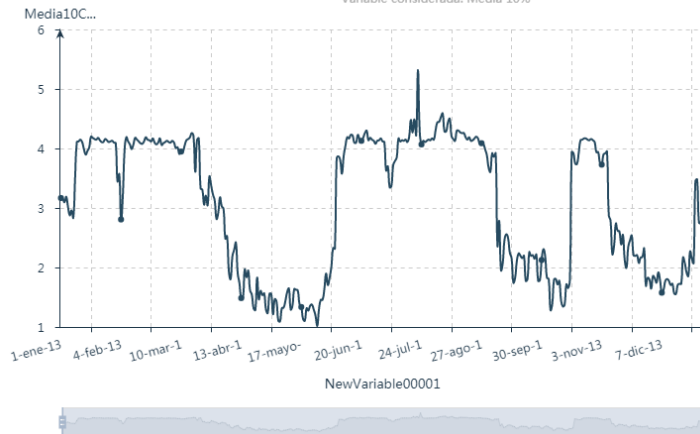
CAUDAL EN CANAL LABRADO 2013

Variable considerada: Media 10%



CAUDAL EN CANAL CHANLUD 2013

Variable considerada: Media 10%

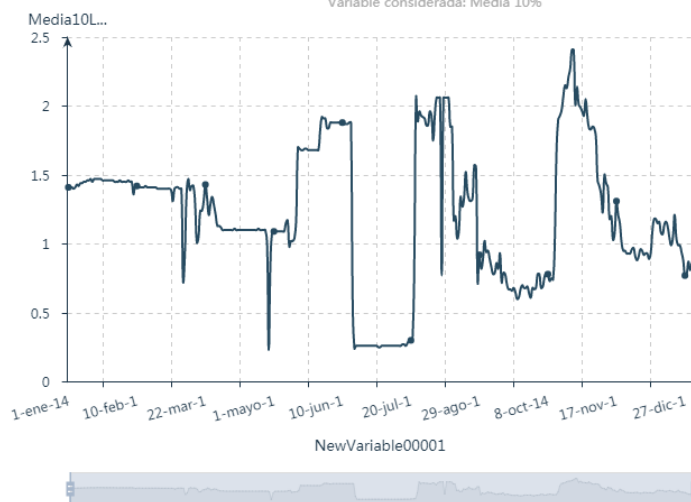


Año 2014



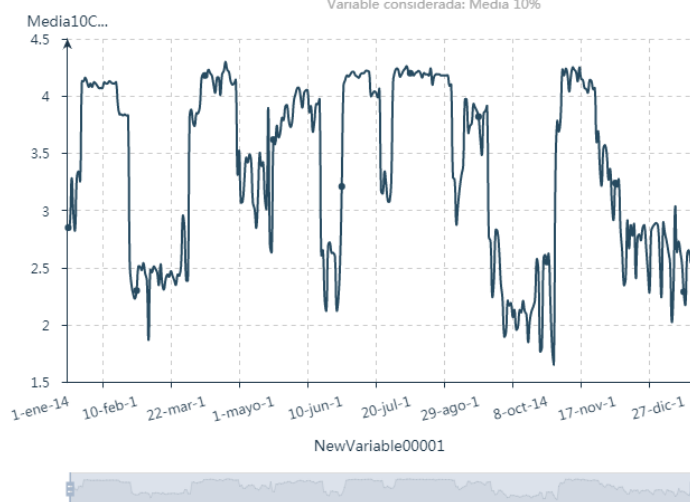
CAUDAL EN CANAL DE LABRADO 2014

Variable considerada: Media 10%



CAUDAL EN CANAL DE CHANLUD 2014

Variable considerada: Media 10%



Año 2015

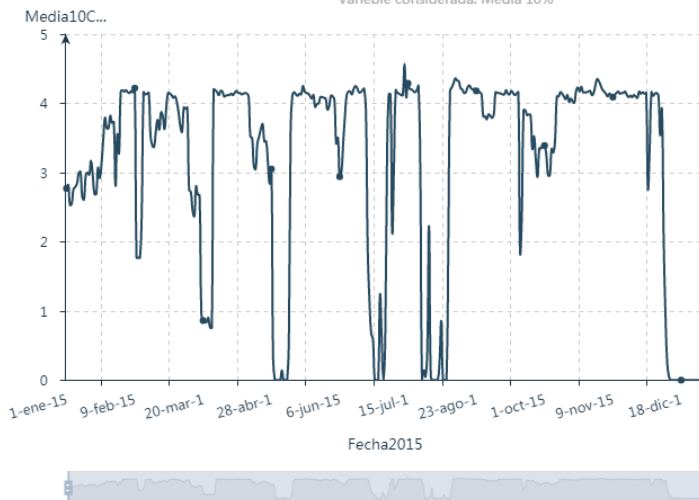
CAUDAL EN CANAL DE LABRADO 2015

Variable considerada: Media 10%



CAUDAL EN CANAL DE CHANLUD

Variable considerada: Media 10%

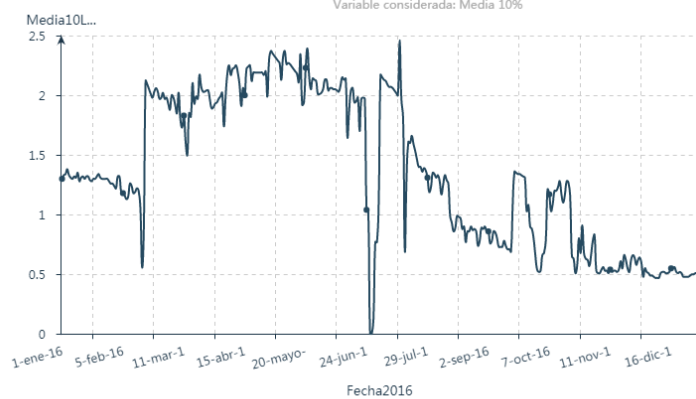


Año 2016



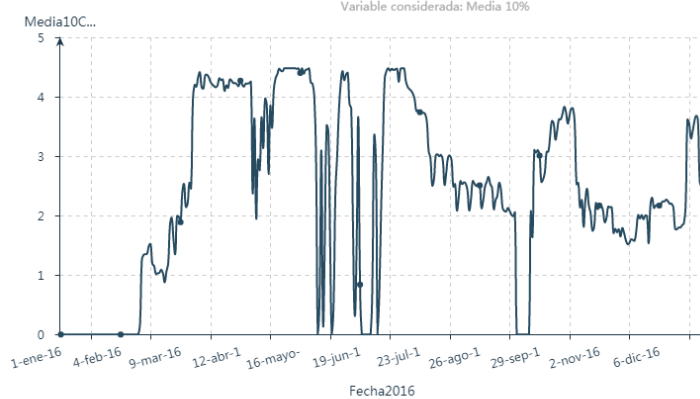
CAUDAL EN CANAL DE LABRADO 2016

Variable considerada: Media 10%



CAUDAL EN CANAL DE CHANLUD 2016

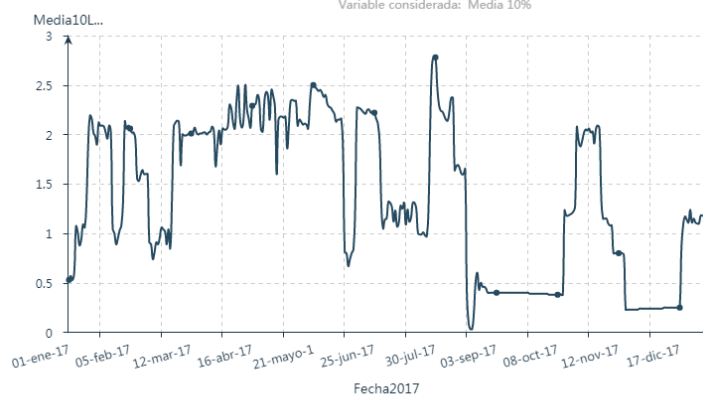
Variable considerada: Media 10%



Año 2017

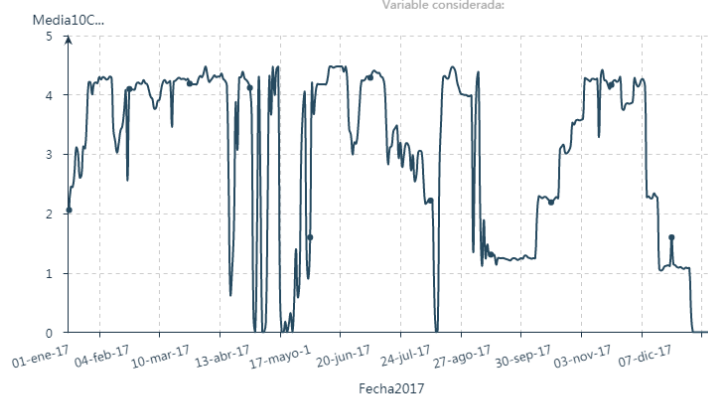
CAUDAL EN CANAL DE LABRADO 2017

Variable considerada: Media 10%

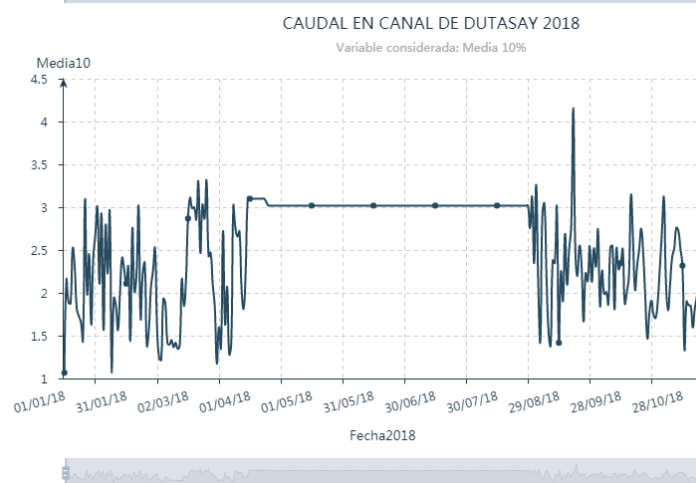
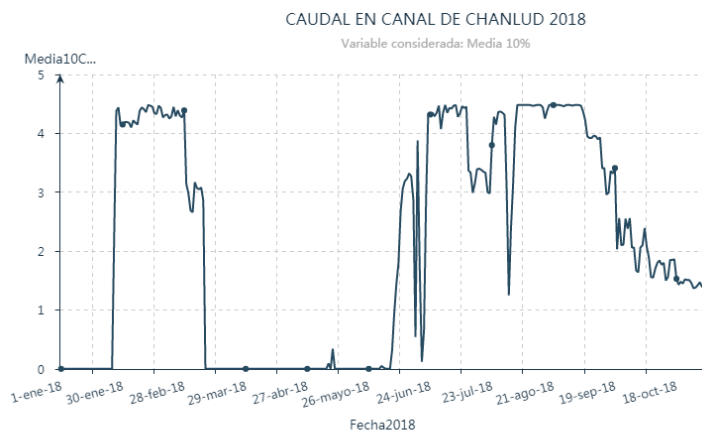
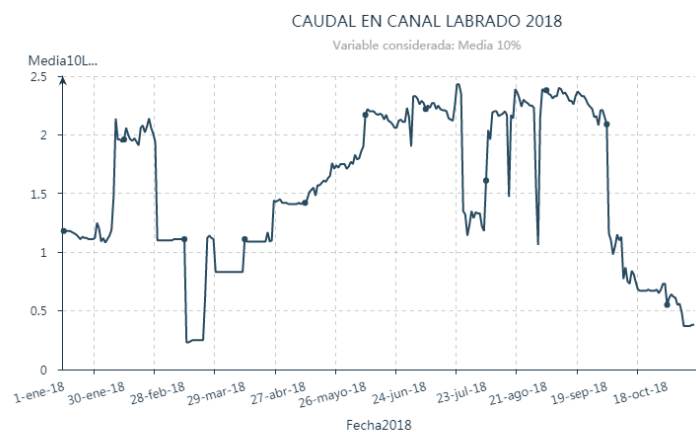


CAUDAL EN CANAL DE CHANLUD 2017

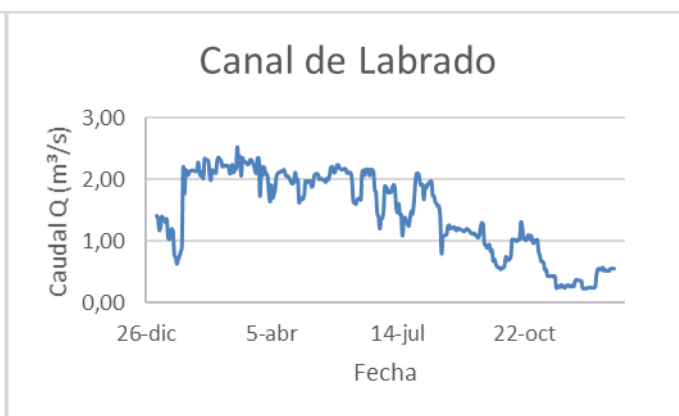
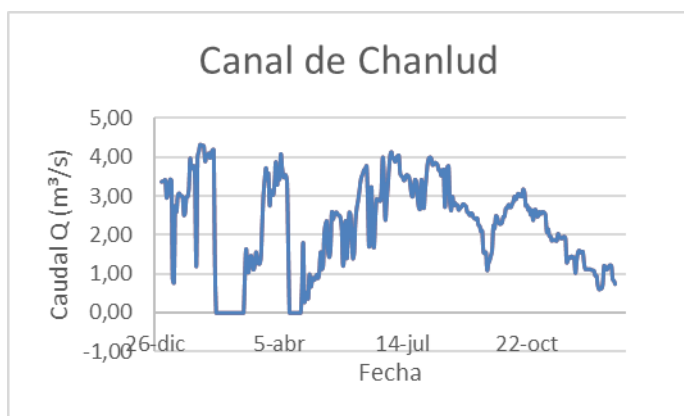
Variable considerada:

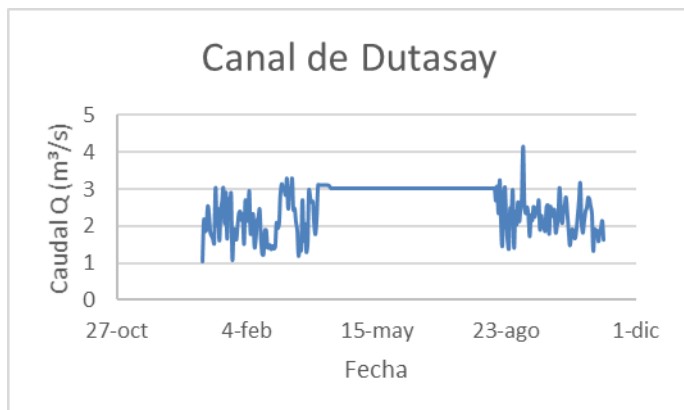


Año 2018



Para el año 2019 se realizaron proyecciones con los datos antes obtenidos de los caudales en cada canal.





Puede ser observado en los periodos analizados que los caudales, si bien son muy relacionados a los ciclos hidrológicos que se marcan en el CHM. También se puede comprobar que con el paso de los años dichos caudales se vuelven más variables y menos predecibles.

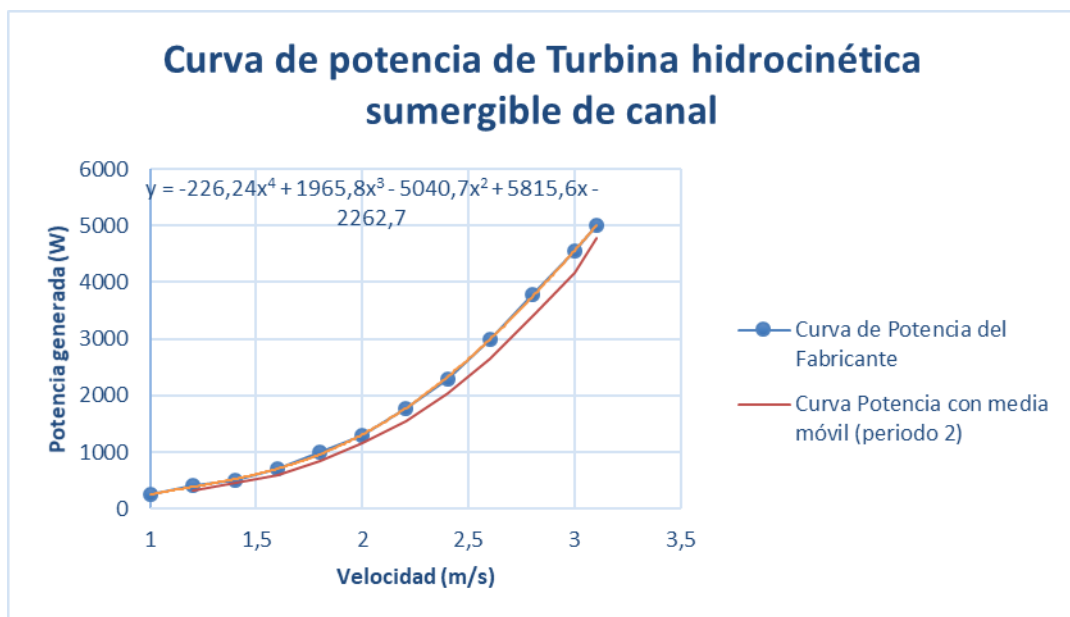
Anexo II

DETALLE DE MODELAMIENTO MATEMÁTICO DE LAS TURBINAS

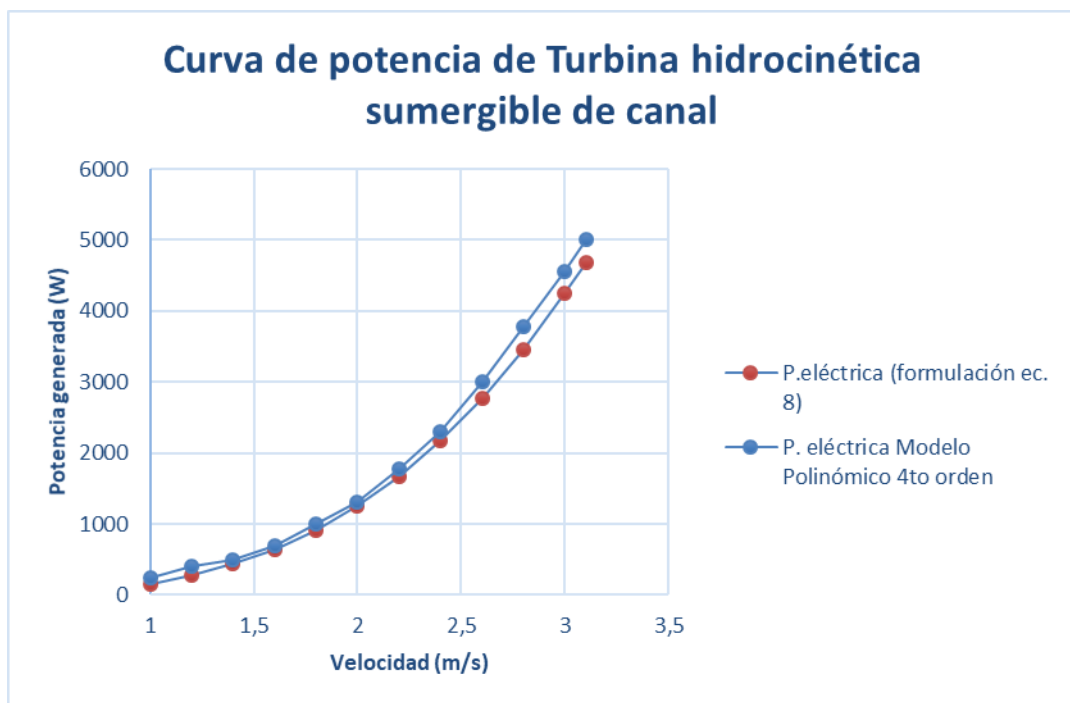
Modelamiento matemático para la turbina hidrocinética de canal:

Se realizó un modelamiento por medio de la curva que brinda el fabricante y la ecuación de energía cinética planteada.

Velocidad	Potencia de Salida (W)
1	250
1,2	400
1,4	500
1,6	700
1,8	1000
2	1300
2,2	1775
2,4	2300
2,6	3000
2,8	3775
3	4550
3,1	5000

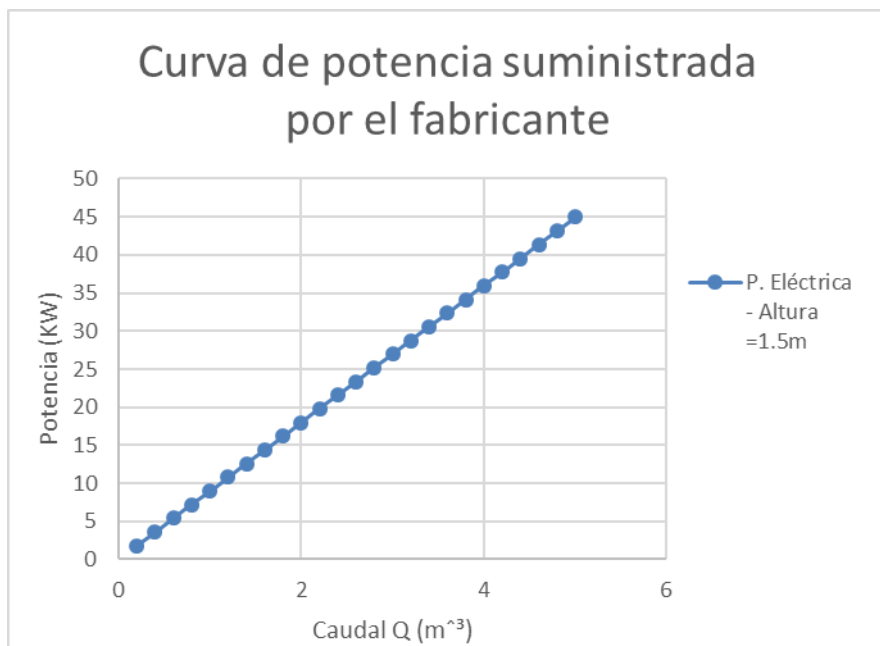


velocidad	Potencia (W) con ecuación Ec.
1	157,0796327
1,2	271,4336053
1,4	431,0265121
1,6	643,3981755
1,8	916,0884178
2	1256,637061
2,2	1672,583929
2,4	2171,468842
2,6	2760,831624
2,8	3448,212097
3	4241,150082
3,1	4679,559337

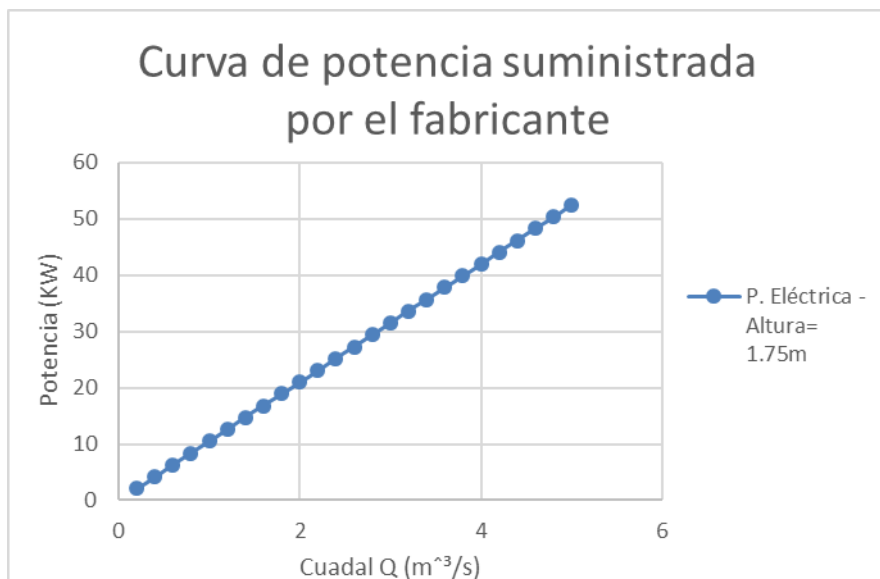


Modelamiento matemático para turbina de derivación de canal con eje vertical:

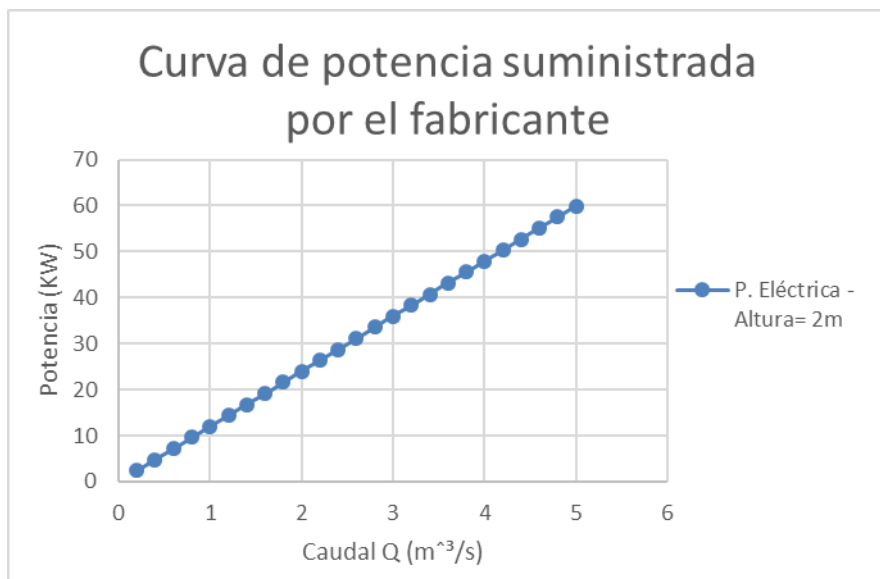
Altura 1.5 m		
Caudal	Pot. Obtenida kWh año	Pot. Electrica instantánea kW
0,2	15750	1,79794521
0,4	31500	3,59589041
0,6	47250	5,39383562
0,8	63000	7,19178082
1	78750	8,98972603
1,2	94500	10,7876712
1,4	110250	12,5856164
1,6	126000	14,3835616
1,8	141750	16,1815068
2	157500	17,9794521
2,2	173250	19,7773973
2,4	189000	21,5753425
2,6	204750	23,3732877
2,8	220500	25,1712329
3	236250	26,9691781
3,2	252000	28,7671233
3,4	267750	30,5650685
3,6	283500	32,3630137
3,8	299250	34,1609589
4	315000	35,9589041
4,2	330750	37,7568493
4,4	346500	39,5547945
4,6	362250	41,3527397
4,8	378000	43,1506849
5	393750	44,9486301



Altura 1.75 m		
Caudal	Pot. Obtenida kWh año	Pot. Electrica instantánea kW
0,2	18375	2,09760274
0,4	36750	4,19520548
0,6	55125	6,29280822
0,8	73500	8,39041096
1	91875	10,4880137
1,2	110250	12,5856164
1,4	128625	14,6832192
1,6	147000	16,7808219
1,8	165375	18,8784247
2	183750	20,9760274
2,2	202125	23,0736301
2,4	220500	25,1712329
2,6	238875	27,2688356
2,8	257250	29,3664384
3	275625	31,4640411
3,2	294000	33,5616438
3,4	312375	35,6592466
3,6	330750	37,7568493
3,8	349125	39,8544521
4	367500	41,9520548
4,2	385875	44,0496575
4,4	404250	46,1472603
4,6	422625	48,244863
4,8	441000	50,3424658
5	459375	52,4400685



Altura 2 m		
Caudal	Pot. Obtenida kWh año	Pot. Electrica instantánea kW
0,2	21000	2,39726027
0,4	42000	4,79452055
0,6	63000	7,19178082
0,8	84000	9,5890411
1	105000	11,9863014
1,2	126000	14,3835616
1,4	147000	16,7808219
1,6	168000	19,1780822
1,8	189000	21,5753425
2	210000	23,9726027
2,2	231000	26,369863
2,4	252000	28,7671233
2,6	273000	31,1643836
2,8	294000	33,5616438
3	315000	35,9589041
3,2	336000	38,3561644
3,4	357000	40,7534247
3,6	378000	43,1506849
3,8	399000	45,5479452
4	420000	47,9452055
4,2	441000	50,3424658
4,4	462000	52,739726
4,6	483000	55,1369863
4,8	504000	57,5342466
5	525000	59,9315068



Anexo III

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO – LCOE – TASAS DE DESCUENTO

Con base a los valores obtenidos en el análisis de costos de inversión, se formula el costo nivelado de energía para la turbina hidrocínética de canal.

CÁLCULO DEL LCOE						
$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{(Egresos)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{i=0}^n \frac{(Producción)_i}{(1+i)^j}}$						
Año	Egresos		Egresos		Energía	
	Inversión	Ad. + M&O	Total	Actualizado	kWh	Actualizado
1	25912,635		25912,635	25036,3623	5751,031	0
2		2044,1	2044,1	1908,18922	5751,031	5368,64898
3		2044,1	2044,1	1843,66108	5693,52069	5135,22946
4		2044,1	2044,1	1781,31506	5636,01038	4911,45744
5		2044,1	2044,1	1721,07735	5578,50007	4696,94737
6		2044,1	2044,1	1662,87667	5520,98976	4491,32873
7		2044,1	2044,1	1606,64412	5463,47945	4294,24546
8		2044,1	2044,1	1552,31316	5405,96914	4105,35544
9		2044,1	2044,1	1499,81948	5348,45883	3924,3299
10		2044,1	2044,1	1449,10095	5290,94852	3750,85295
11		2044,1	2044,1	1400,09753	5233,43821	3584,62107
12		2044,1	2044,1	1352,75124	5175,9279	3425,34264
13		2044,1	2044,1	1307,00603	5118,41759	3272,73746
14		2044,1	2044,1	1262,80776	5060,90728	3126,53636
15		2044,1	2044,1	1220,10411	5003,39697	2986,48071
16		2044,1	2044,1	1178,84455	4945,88666	2852,32208
17		2044,1	2044,1	1138,98025	4888,37635	2723,82178
18		2044,1	2044,1	1100,46401	4830,86604	2600,75055
19		2044,1	2044,1	1063,25025	4773,35573	2482,88815
20		2044,1	2044,1	1027,29492	4715,84542	2370,02302
				52112,9601		70103,9195
			LCOE	0,74336728		

Con base a los valores obtenidos en el análisis de costos de inversión, se formula el costo nivelado de energía para la turbina de derivación de canal con eje vertical.

CÁLCULO DEL LCOE						
$LCOE = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{(Egresos)_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{(Producción)_j}{(1+i)^j}}$						
Año	Egresos		Egresos		Energía	
	Inversión	Ad. + M&O	Total	Actualizado	kWh	Actualizado
1	75880,728		75880,728	73314,713	110014	0
2		2902,5	2902,5	2709,51481	110014	102699,246
3		2902,5	2902,5	2617,8887	108913,86	98234,0616
4		2902,5	2902,5	2529,36107	109793,972	95679,1035
5		2902,5	2902,5	2443,82712	106713,58	89849,9709
6		2902,5	2902,5	2361,18562	105613,44	85916,6015
7		2902,5	2902,5	2281,33876	104513,3	82146,5091
8		2902,5	2902,5	2204,19204	103413,16	78533,1488
9		2902,5	2902,5	2129,65415	102313,02	75070,2316
10		2902,5	2902,5	2057,63686	101212,88	71751,7148
11		2902,5	2902,5	1988,05493	100112,74	68571,7922
12		2902,5	2902,5	1920,82602	99012,6	65524,885
13		2902,5	2902,5	1855,87055	97912,46	62605,6335
14		2902,5	2902,5	1793,11165	96812,32	59808,8884
15		2902,5	2902,5	1732,47502	95712,18	57129,7023
16		2902,5	2902,5	1673,88891	94612,04	54563,3228
17		2902,5	2902,5	1617,28397	93511,9	52105,1841
18		2902,5	2902,5	1562,59321	92411,76	49750,9004
19		2902,5	2902,5	1509,75189	91311,62	47496,2587
20		2902,5	2902,5	1458,69748	90211,48	45337,2122
				38447,1528		1342774,37
			LCOE	0,02863262		



Para el cálculo de los indicadores VAN y TIR se emplea el siguiente análisis para la turbina hidrocinética de canal:

CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA											
	INGRESOS	COSTOS Y GASTOS			UTILIDAD BRUTA						
Período	Venta de Energía	O & M	Administración	Depreciación	Utilidad Bruta	Utilidad Trab	Impuesto a la renta 25%	Utilidad Neta	Depreciación	Inversión	Flujo neto
0										25912,635	25912,635
1,00	4275,12	849,00	1195,10	1295,63	935,39	140,30	198,77	596,00	1295,63		1891,94
2,00	4275,13	849,00	1195,10	1295,63	935,40	140,31	198,77	596,00	1295,63		1891,95
3,00	4232,38	849,00	1195,10	1295,63	892,65	133,90	189,69	569,00	1295,63		1864,69
4,00	4189,63	849,00	1195,10	1295,63	849,89	127,48	180,60	542,00	1295,63		1837,44
5,00	4146,87	849,00	1195,10	1295,63	807,14	121,07	171,52	515,00	1295,63		1810,19
6,00	4104,12	849,00	1195,10	1295,63	764,39	114,66	162,43	487,00	1295,63		1782,93
7,00	4061,37	849,00	1195,10	1295,63	721,64	108,25	153,35	460,00	1295,63		1755,68
8,00	4018,62	849,00	1195,10	1295,63	678,89	101,83	144,26	433,00	1295,63		1728,42
9,00	3975,87	849,00	1195,10	1295,63	636,14	95,42	135,18	406,00	1295,63		1701,17
10,00	3933,12	849,00	1195,10	1295,63	593,39	89,01	126,09	378,00	1295,63		1673,92
11,00	3890,37	849,00	1195,10	1295,63	550,63	82,60	117,01	351,00	1295,63		1646,66
12,00	3847,62	849,00	1195,10	1295,63	507,88	76,18	107,93	324,00	1295,63		1619,41
13,00	3804,86	849,00	1195,10	1295,63	465,13	69,77	98,84	297,00	1295,63		1592,15
14,00	3762,11	849,00	1195,10	1295,63	422,38	63,36	89,76	269,00	1295,63		1564,90
15,00	3719,36	849,00	1195,10	1295,63	379,63	56,94	80,67	242,00	1295,63		1537,65
16,00	3676,61	849,00	1195,10	1295,63	336,88	50,53	71,59	215,00	1295,63		1510,39
17,00	3633,86	849,00	1195,10	1295,63	294,13	44,12	62,50	188,00	1295,63		1483,14
18,00	3591,11	849,00	1195,10	1295,63	251,38	37,71	53,42	160,00	1295,63		1455,88
19,00	3548,36	849,00	1195,10	1295,63	208,62	31,29	44,33	133,00	1295,63		1428,63
20,00	3505,61	849,00	1195,10	1295,63	165,87	24,88	35,25	106,00	1295,63		1401,38
VAN :				7265,8153		VAN REAL:	-59252,773				
TIR:							-0,0629688				

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$



Para el cálculo de los indicadores VAN y TIR se emplea el siguiente análisis para la turbina de derivación de canal con eje vertical:

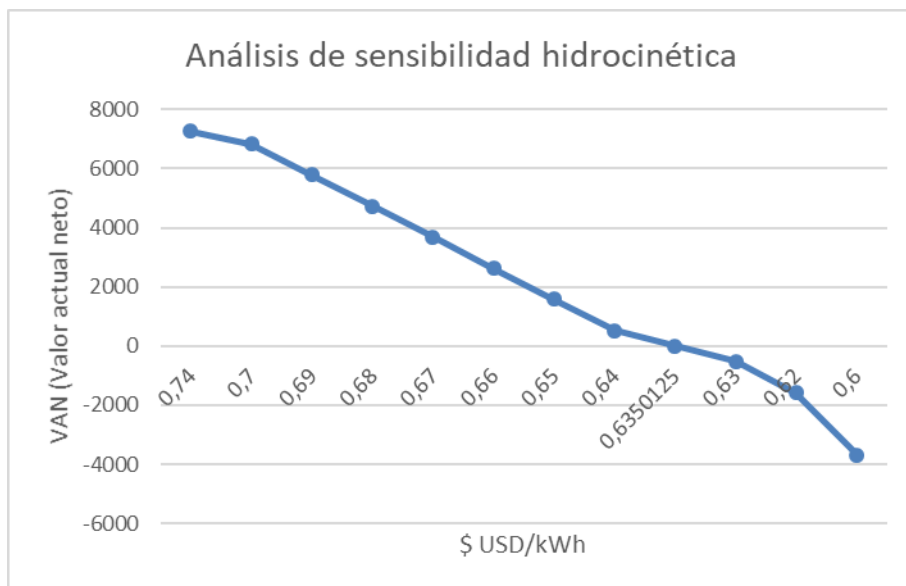
CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA											
	INGRESOS	COSTOS Y GASTOS			UTILIDAD BRUTA						
Período	Venta de Energía	O & M	Administración	Depreciación	Utilidad Bruta	Utilidad Trab	Impuesto a la renta 25%	Utilidad Neta	Depreciación	Inversión	Flujo neto
0										75880,728	
1,00	3149,99	849,00	2053,50	1517,61	-1270,13	-190,52	-269,90	-809,70	1517,61		707,91
2,00	3149,99	849,00	2053,50	1517,61	-1270,13	-190,52	-269,90	-809,70	1517,61		707,91
3,00	3118,49	849,00	2053,50	1517,61	-1301,63	-195,24	-276,60	-829,79	1517,61		687,83
4,00	3143,69	849,00	2053,50	1517,61	-1276,43	-191,46	-271,24	-813,72	1517,61		703,89
5,00	3055,49	849,00	2053,50	1517,61	-1364,62	-204,69	-289,98	-869,95	1517,61		647,67
6,00	3023,99	849,00	2053,50	1517,61	-1396,12	-209,42	-296,68	-890,03	1517,61		627,59
7,00	2992,49	849,00	2053,50	1517,61	-1427,62	-214,14	-303,37	-910,11	1517,61		607,50
8,00	2960,99	849,00	2053,50	1517,61	-1459,12	-218,87	-310,06	-930,19	1517,61		587,42
9,00	2929,49	849,00	2053,50	1517,61	-1490,62	-223,59	-316,76	-950,27	1517,61		567,34
10,00	2897,99	849,00	2053,50	1517,61	-1522,12	-228,32	-323,45	-970,35	1517,61		547,26
11,00	2866,49	849,00	2053,50	1517,61	-1553,62	-233,04	-330,15	-990,44	1517,61		527,18
12,00	2834,99	849,00	2053,50	1517,61	-1585,12	-237,77	-336,84	-1010,52	1517,61		507,10
13,00	2803,49	849,00	2053,50	1517,61	-1616,62	-242,49	-343,53	-1030,60	1517,61		487,02
14,00	2771,99	849,00	2053,50	1517,61	-1648,12	-247,22	-350,23	-1050,68	1517,61		466,94
15,00	2740,49	849,00	2053,50	1517,61	-1679,62	-251,94	-356,92	-1070,76	1517,61		446,85
16,00	2708,99	849,00	2053,50	1517,61	-1711,12	-256,67	-363,61	-1090,84	1517,61		426,77
17,00	2677,49	849,00	2053,50	1517,61	-1742,62	-261,39	-370,31	-1110,92	1517,61		406,69
18,00	2645,99	849,00	2053,50	1517,61	-1774,12	-266,12	-377,00	-1131,00	1517,61		386,61
19,00	2614,49	849,00	2053,50	1517,61	-1805,62	-270,84	-383,69	-1151,08	1517,61		366,53
20,00	2582,99	849,00	2053,50	1517,61	-1837,12	-275,57	-390,39	-1171,17	1517,61		346,45
			VAN :	-	65120,268	VAN REAL:	-0,7339336				
						tir	0,05815472				

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Análisis de sensibilidad para la relación de valor de venta de energía y valor actual neto de los proyectos:

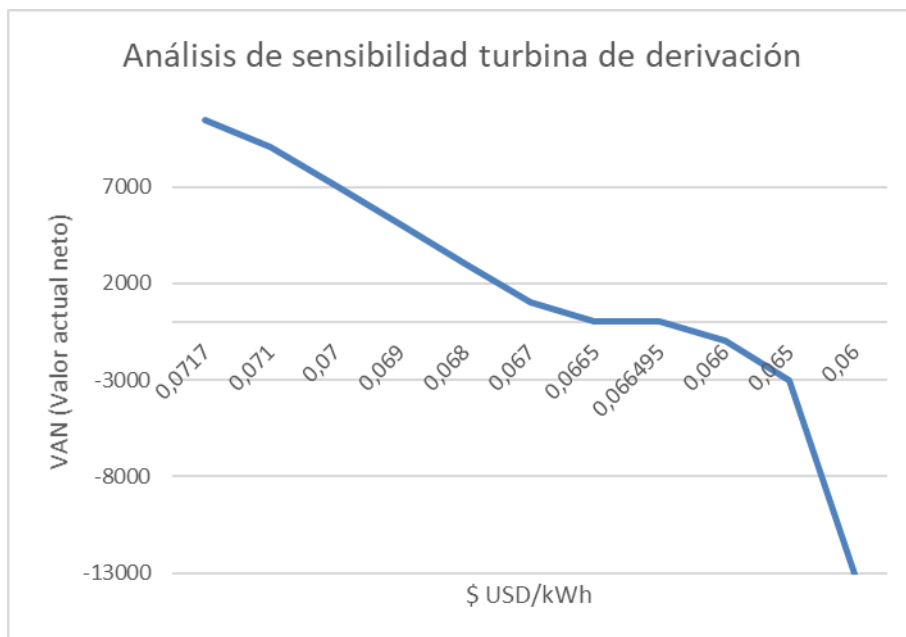
Turbina hidrocínética de canal:

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	
USD / kWh	VAN
0,74	7265,881527
0,7	6835,814893
0,69	5783,951323
0,68	4732,087753
0,67	3680,224183
0,66	2628,360613
0,65	1576,497044
0,64	524,6334736
0,6350125	0
0,63	-527,2300963
0,62	-1579,093666
0,6	-3682,820806



Turbina de derivación de canal con eje vertical:

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	
USD / kWh	VAN
0,0717	10482,8456
0,071	9072,95015
0,07	7058,81384
0,069	5044,67753
0,068	3030,54122
0,067	1016,4049
0,0665	9,336748
0,066495	0
0,066	-997,73141
0,065	-3011,8677
0,06	-13082,549



Anexo IV

ANÁLISIS DE TURBINA SUMERGIBLE DE CANAL

Se plantea emplear esta turbina usando los canales de agua del CHM y derivaciones de canal e instalando la turbina en sitio.

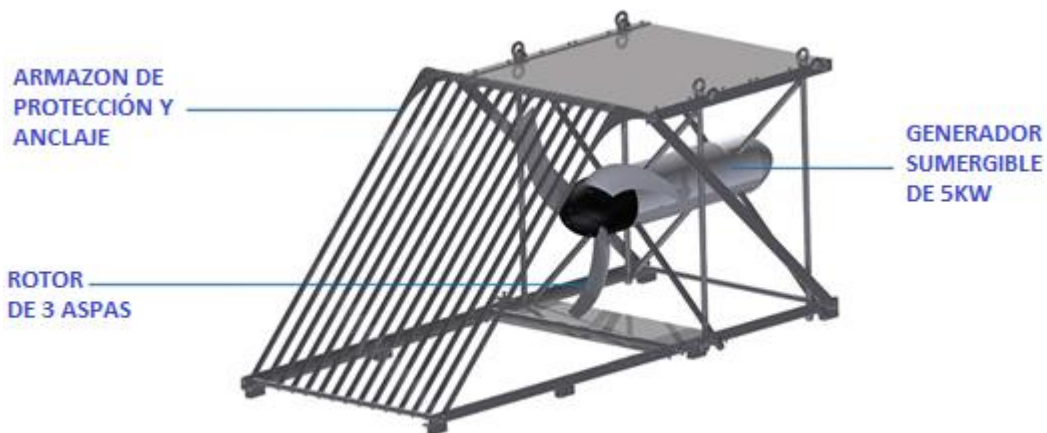


Figura N° 4.1 Turbina hidrocíntrica empleada en el estudio [17]

La turbina tiene un generador asíncrono de imanes permanentes de una potencia igual a 5 kW y sus principales características constructivas son:

- El rotor cuenta con tres aspas curvas para un mejor rendimiento ante el caudal turbio
- El armazón cuenta con rejilla para proteger el generador además de ganchos para anclaje
- El diseño prioriza la velocidad de caudal incidente
- Velocidad de rotación del rotor: 90 -230 rpm
- Velocidad nominal del caudal: 3.1 m/s

Anexo V

ANÁLISIS DE TURBINA DE DERIVACIÓN DE EJE VERTICAL

Se plantea emplear esta turbina, creando desviaciones desde canales y ríos para desembocar el caudal nuevamente en canales o en ríos cercanos.

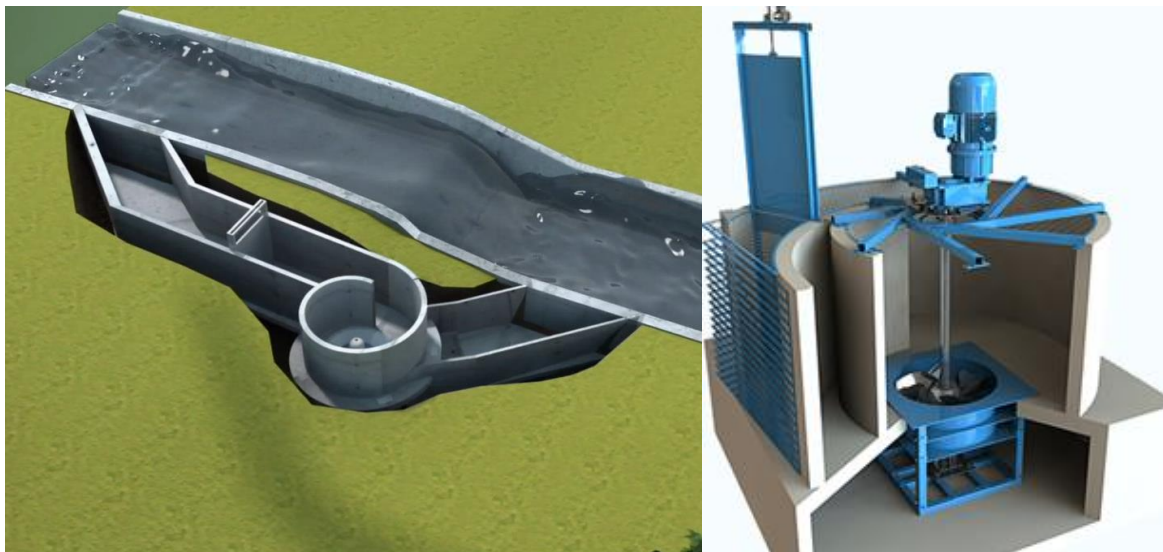


Figura N° 4.2 Turbina de derivación empleada en el estudio [18]

La turbina puede ser adquirida en tres niveles de potencia de acuerdo a las necesidades del proyecto teniendo 15, 50 y 100 kW como modelos estándar y sus principales características constructivas son:

- La turbina consta con una estructura de hormigón para la derivación de canal
- El rotor cuenta con cinco aspas y el diseño prioriza el volumen de caudal
- El conjunto del armazón de la turbina cuenta con rejilla y compuerta

Anexo VI Red del alimentador S-0427 en el complejo hidroeléctrico Machángara

